

Приложение 2: Консолидированная финансовая отчетность, составленная в соответствии с ОПБУ США (US GAAP) за 2010 – 2011 годы и консолидированная финансовая отчетность, составленная в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за 2011 – 2012 годы, а также промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудированная), составленная в соответствии с МСФО за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.



**РОСНЕФТЬ**

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

## Перевод с оригинала на английском языке

**ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»**

**Консолидированная финансовая отчетность**

*на 31 декабря 2010 и 2009, и за 2010, 2009 и 2008 гг.  
и Заключение независимых аудиторов*

# Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

на 31 декабря 2010 и 2009, и за 2010, 2009 и 2008 гг.

## Содержание

Заключение независимых аудиторов.....	1
Консолидированная финансовая отчетность	
Консолидированные балансы.....	2
Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе .....	3
Консолидированные отчеты об изменениях в акционерном капитале .....	4
Консолидированные отчеты о движении денежных средств.....	5
Примечания к консолидированной финансовой отчетности .....	7

## **Перевод с оригинала на английском языке**

### **Заключение независимых аудиторов**

Акционерам и Совету директоров  
ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» («Компания») на 31 декабря 2010 и 2009 годов и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе, об изменениях в акционерном капитале и о движении денежных средств за каждый год в трехлетнем периоде, окончившемся 31 декабря 2010 года. Ответственность за подготовку настоящей консолидированной финансовой отчетности лежит на руководстве Компании. Мы несем ответственность за формирование мнения об этой консолидированной финансовой отчетности на основании проведенных нами аудиторских проверок.

Мы провели наши аудиторские проверки в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. В соответствии с этими стандартами мы должны спланировать и провести аудиторскую проверку таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенных искажений в консолидированной финансовой отчетности. В нашу задачу не входило проведение аудита системы внутреннего контроля над составлением финансовой отчетности Компании. Аудит включает в себя рассмотрение системы внутреннего контроля над финансовой отчетностью как основы разработки процедур аудита, являющихся уместными в данных обстоятельствах, но не для целей выражения мнения относительно эффективности работы системы внутреннего контроля над финансовой отчетностью Компании. Соответственно, мы не выражаем такого мнения. Аудит также включает в себя выборочную проверку данных для документального подтверждения сумм, содержащихся в консолидированной финансовой отчетности, и раскрытой в ней информации. Кроме этого, аудит включает в себя анализ применяемых принципов бухгалтерского учета и существенных субъективных оценок, сделанных руководством, а также анализ общего представления консолидированной финансовой отчетности. Мы считаем, что проведенные нами аудиторские проверки дают нам достаточно оснований для выражения нашего мнения.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных отношениях дает достоверное представление о консолидированном финансовом положении Компании на 31 декабря 2010 и 2009 годов, а также о консолидированных результатах ее деятельности и движении ее денежных средств за каждый год в трехлетнем периоде, окончившемся 31 декабря 2010 года, в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета.

«ЭРНСТ ЭНД ЯНГ» ООО (подпись по оригиналу)

4 февраля 2011 года

# Перевод с оригинала на английском языке

## ОАО «НК «Роснефть»

### Консолидированные балансы

(В миллионах долларов США, за исключением данных по акциям)

	Прим.	На 31 декабря	
		2010 г.	2009 г.
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Оборотные средства:</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	3	4 154	1 997
Денежные средства с ограничением к использованию	3	30	20
Краткосрочные финансовые вложения	4	6 814	2 508
Дебиторская задолженность, нетто	5	7 512	6 458
Товарно-материальные запасы	6	2 111	1 886
Отложенные налоговые активы	18	174	174
Авансы выданные и прочие оборотные средства	7	2 156	2 126
Активы для продажи	8	92	–
<b>Итого оборотные средства</b>		<b>23 043</b>	<b>15 169</b>
<b>Внеоборотные средства:</b>			
Долгосрочные финансовые вложения	8	2 936	3 744
Долгосрочные банковские кредиты выданные, за вычетом резерва в сумме 16 и 17, соответственно		304	326
Основные средства, нетто	9	61 190	57 704
Деловая репутация	11	4 507	4 507
Нематериальные активы, нетто	11	767	811
Отложенные налоговые активы	18	125	125
Прочие внеоборотные средства	12	957	846
<b>Итого внеоборотные средства</b>		<b>70 786</b>	<b>68 063</b>
<b>Итого активы</b>		<b>93 829</b>	<b>83 232</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Краткосрочные обязательства:</b>			
Кредиторская задолженность и начисления	13	3 861	3 697
Краткосрочные кредиты и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	14	5 498	7 838
Обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам	15	1 971	1 627
Отложенные налоговые обязательства	18	86	77
Прочие краткосрочные обязательства		240	204
Обязательства по активам для продажи	8	37	–
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>11 693</b>	<b>13 443</b>
Обязательства, связанные с выбытием активов	19	2 328	1 772
Задолженность по долгосрочным кредитам и обязательствам	14	18 057	15 669
Отложенные налоговые обязательства	18	4 908	5 197
Прочие долгосрочные обязательства	20	1 339	1 614
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>26 632</b>	<b>24 252</b>
<b>Капитал:</b>			
Обыкновенные акции номинальной стоимостью 0,01 руб. (акции, выпущенные в обращение: 9 599,24 млн шт. и 9 597,43 млн шт. по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно)	16	20	20
Собственные акции, выкупленные у акционеров: (по цене приобретения: 998,94 млн шт. и 1 000,75 млн шт. на 31 декабря 2010 и 2009 гг., соответственно)		(7 511)	(7 525)
Добавочный капитал		13 110	13 108
Прочий совокупный убыток	2	(20)	(22)
Нераспределенная прибыль		48 936	39 250
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>54 535</b>	<b>44 831</b>
Неконтролирующие доли		969	706
<b>Итого капитал</b>		<b>55 504</b>	<b>45 537</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>93 829</b>	<b>83 232</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

# Перевод с оригинала на английском языке

## ОАО «НК «Роснефть»

### Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе

(В миллионах долларов США, за исключением прибыли на акцию)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
		2010 г.	2009 г.	2008 г.
<b>Выручка от реализации</b>				
Реализация нефти и газа	23	34 767	24 820	36 102
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	23	26 660	20 736	31 470
Вспомогательные услуги и прочая реализация		1 620	1 270	1 419
<b>Итого</b>		<b>63 047</b>	<b>46 826</b>	<b>68 991</b>
<b>Затраты и расходы</b>				
Производственные и операционные расходы		4 792	4 024	4 572
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов		2 386	1 890	2 942
Общехозяйственные и административные расходы		1 584	1 416	1 632
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		6 980	5 414	5 673
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		439	325	248
Износ, истощение и амортизация		5 597	4 350	3 983
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов		107	87	120
Налоги, за исключением налога на прибыль	18	10 920	8 061	14 810
Экспортная пошлина	17	16 743	12 131	22 006
<b>Итого</b>		<b>49 548</b>	<b>37 698</b>	<b>55 986</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>13 499</b>	<b>9 128</b>	<b>13 005</b>
<b>Прочие (расходы)/доходы</b>				
Проценты к получению		547	516	375
Проценты к уплате		(580)	(605)	(1 112)
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов		(156)	(350)	(58)
Убыток от снижения стоимости активов	8	(31)	–	(108)
Прибыль от реализации доли инвестиций		23	5	22
Доля в прибыли/(убытке) зависимых предприятий	8	60	112	(7)
Дивиденды и доходы/(убытки) от совместной деятельности		11	(8)	(11)
Прочие расходы, нетто		(89)	(350)	(135)
Прибыль от курсовых разниц		32	71	1 148
<b>Итого прочие (расходы)/доходы</b>		<b>(183)</b>	<b>(609)</b>	<b>114</b>
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>13 316</b>	<b>8 519</b>	<b>13 119</b>
Налог на прибыль	18	(2 644)	(2 000)	(1 904)
<b>Чистая прибыль</b>		<b>10 672</b>	<b>6 519</b>	<b>11 215</b>
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям		(272)	(5)	(95)
<b>Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти</b>		<b>10 400</b>	<b>6 514</b>	<b>11 120</b>
Прочий совокупный доход/(убыток)	2	2	18	(40)
<b>Совокупный доход</b>		<b>10 402</b>	<b>6 532</b>	<b>11 080</b>
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в долларах США) – базовая и разводненная прибыль		1,08	0,68	1,16
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)		9 598	9 598	9 598

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

# Перевод с оригинала на английском языке

## ОАО «НК «Роснефть»

### Консолидированные отчеты об изменениях в акционерном капитале

за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг.

(В миллионах долларов США, за исключением данных по акциям)

	Количество акций (млн шт.)	Обыкно- венные акции	Добавоч- ный капитал	Выкуп- ленные акции	Накоплен- ный прочий совокупный убыток	Нераспре- деленная прибыль	Итого акцио- нерный капитал	Неконтро- лирующие доли	Итого капитал
<b>Остаток на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>9 598,18</b>	<b>20</b>	<b>13 075</b>	<b>(7 521)</b>	<b>–</b>	<b>22 866</b>	<b>28 440</b>	<b>277</b>	<b>28 717</b>
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	–	11 120	11 120	95	11 215
Отражение финансового результата транзакции со связанной стороной под общим контролем (Примечание 16)	–	–	33	–	–	–	33	–	33
Нереализованный убыток по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации	–	–	–	–	(40)	–	(40)	–	(40)
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(650)	(650)	–	(650)
Дивиденды, объявленные миноритарным акционерам дочерних компаний	–	–	–	–	–	–	–	(23)	(23)
Изменение долей участия в дочерних компаниях	–	–	–	–	–	–	–	346	346
<b>Остаток на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>9 598,18</b>	<b>20</b>	<b>13 108</b>	<b>(7 521)</b>	<b>(40)</b>	<b>33 336</b>	<b>38 903</b>	<b>695</b>	<b>39 598</b>
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	–	6 514	6 514	5	6 519
Выкуп акций (Примечание 16)	(0,75)	–	–	(4)	–	–	(4)	–	(4)
Нереализованная прибыль по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации	–	–	–	–	18	–	18	–	18
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(600)	(600)	–	(600)
Дивиденды, объявленные миноритарным акционерам дочерних компаний	–	–	–	–	–	–	–	(7)	(7)
Изменение долей участия в дочерних компаниях	–	–	–	–	–	–	–	13	13
<b>Остаток на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>9 597,43</b>	<b>20</b>	<b>13 108</b>	<b>(7 525)</b>	<b>(22)</b>	<b>39 250</b>	<b>44 831</b>	<b>706</b>	<b>45 537</b>
Чистая прибыль за год	–	–	–	–	–	10 400	10 400	272	10 672
Продажа акций (Примечание 16)	1,81	–	(1)	14	–	–	13	–	13
Нереализованная прибыль по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации	–	–	–	–	2	–	2	–	2
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(714)	(714)	–	(714)
Дивиденды, объявленные миноритарным акционерам дочерних компаний	–	–	–	–	–	–	–	(6)	(6)
Изменение долей участия в дочерних компаниях	–	–	3	–	–	–	3	(3)	–
<b>Остаток на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>9 599,24</b>	<b>20</b>	<b>13 110</b>	<b>(7 511)</b>	<b>(20)</b>	<b>48 936</b>	<b>54 535</b>	<b>969</b>	<b>55 504</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

*(В миллионах долларов США)*

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
		2010 г.	2009 г.	2008 г.
<b>Операционная деятельность</b>				
Чистая прибыль		10 672	6 519	11 215
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:				
Эффект от курсовых разниц		(21)	(454)	(1 263)
Износ, истощение и амортизация		5 597	4 350	3 983
Затраты по непродуктивным скважинам		114	170	27
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов		156	350	58
Убыток от снижения стоимости активов	8	31	–	108
Доход по отложенному налогу на прибыль	18	(253)	(106)	(1 490)
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	19	107	87	120
Доля в (прибыли)/убытке зависимых предприятий	8	(60)	(112)	7
Прибыль от реализации доли инвестиций		(23)	(5)	(22)
Увеличение/(уменьшение) резерва по сомнительной задолженности и банковским кредитам выданным		47	(41)	57
Прибыль от списания векселей	14	(178)	(207)	(42)
Изменения в операционных активах и пассивах за вычетом приобретений:				
(Увеличение)/уменьшение дебиторской задолженности		(964)	(287)	2 180
(Увеличение)/уменьшение товарно-материальных запасов		(232)	(459)	502
(Увеличение)/уменьшение денежных средств с ограниченным использованием		(10)	(16)	30
Увеличение авансов выданных и прочих оборотных средств		(97)	(280)	(114)
Уменьшение прочих внеоборотных средств		14	117	228
Уменьшение/(увеличение) долгосрочных банковских кредитов выданных		23	(2)	(61)
Увеличение процентов к уплате		63	128	184
Увеличение/(уменьшение) кредиторской задолженности и начислений		307	555	(928)
Увеличение обязательств по налогу на прибыль и прочим налогам		351	820	35
Уменьшение прочих краткосрочных и долгосрочных обязательств		(239)	(365)	(439)
Приобретение торговых ценных бумаг		(1 134)	(997)	(119)
Реализация торговых ценных бумаг		901	554	137
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>15 172</b>	<b>10 319</b>	<b>14 393</b>
<b>Инвестиционная деятельность</b>				
Капитальные затраты	9	(8 931)	(7 252)	(8 732)
Приобретение лицензий		(140)	(96)	(47)
Приобретение прав на использование товарных знаков «Сочи 2014»	11	(18)	(104)	–
Средства от реализации основных средств		55	33	93
Приобретение краткосрочных финансовых вложений, включая				
Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения		(4 190)	(2 911)	(1 921)
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		(943)	(225)	(4)
Выручка от погашения/реализации краткосрочных финансовых вложений, включая				
Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения		1 636	2 534	1 342
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		665	66	3

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.*



**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Консолидированные отчеты о движении денежных средств (продолжение)**

*(В миллионах долларов США)*

	<b>За годы, оканчивающиеся 31 декабря</b>			
	<b>Прим.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
<b>Инвестиционная деятельность (продолжение)</b>				
Приобретение долгосрочных финансовых вложений, включая				
Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения		(24)	(533)	(12)
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		(10)	(1 035)	(22)
Выручка от погашения/реализации долгосрочных финансовых вложений, включая				
Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения		12	–	28
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		1	3	22
Займы, выданные зависимым компаниям				
Погашение займов		3	1	21
Выдача займов		(169)	(95)	(285)
Приобретение предприятий, дополнительных долей в дочерних компаниях и компаниях, учитываемых по методу участия в капитале за вычетом приобретенных денежных средств		(5)	(67)	(12)
Выручка от реализации акций в ОАО «Дальтрансгаз»		–	–	91
Передача денежной маржи по сделке РЕПО		–	(293)	(3 100)
Возврат денежной маржи по сделке РЕПО		–	1 208	1 713
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		(403)	(22)	–
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		22	–	–
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(12 439)</b>	<b>(8 788)</b>	<b>(10 822)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>				
Поступление краткосрочных кредитов		274	1 029	7 090
Выплата краткосрочных кредитов		(779)	(7 180)	(13 393)
Поступление долгосрочных кредитов		5 910	11 844	6 885
Выплата долгосрочных кредитов		(5 235)	(5 939)	(3 118)
Оплата за приобретение собственных акций	16	–	(5)	–
Средства, полученные от реализации собственных акций		13	–	–
Дивиденды, выплаченные акционерам		(730)	(622)	(516)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам дочерних компаний		(11)	(4)	(22)
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>		<b>(558)</b>	<b>(877)</b>	<b>(3 074)</b>
Увеличение денежных средств и их эквивалентов		2 175	654	497
Денежные средства и их эквиваленты в начале отчетного периода		1 997	1 369	998
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты		(18)	(26)	(126)
<b>Денежные средства и их эквиваленты в конце отчетного периода</b>		<b>4 154</b>	<b>1 997</b>	<b>1 369</b>
<b>Дополнительная информация, связанная с движением денежных средств</b>				
Денежные средства, израсходованные на выплату процентов		618	690	857
Денежные средства, израсходованные на выплату процентов (за вычетом капитализированных процентов)		271	336	578
Денежные средства, израсходованные на уплату налога на прибыль		2 891	1 561	2 617
<b>Дополнительная информация, связанная с операциями в неденежной форме</b>				
Взаимозачеты по налогу на прибыль	5	–	289	1 315

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.*

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2010 и 2009, и за 2010, 2009 и 2008 гг.

*(суммы в таблицах в млн долларов США, если не указано иное)*

#### 1. Общие сведения

##### Характер деятельности

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» или «Группа») 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 года. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. в собственности ОАО «Роснефтегаз» находится 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 Российской Федерации и содержит сведения о разрабатываемом участке, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания имеет ряд лицензий, выданных компетентными органами власти Российской Федерации на геологическое изучение, разведку и разработку нефтегазовых участков и месторождений на территориях, где располагаются ее дочерние предприятия.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 1. Общие сведения (продолжение)

##### Характер деятельности (продолжение)

В силу ограниченной пропускной способности системы ОАО «АК «Транснефть», количество нефти, которое может быть экспортировано по системе «Транснефть» для каждой нефтяной компании определяется и устанавливается Комиссией Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов в соответствии с законом о равнодоступности к нефтяной трубопроводной системе. Кроме того, Компания экспортирует определенное количество нефти, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», что дает возможность увеличивать ее экспортные возможности. За 2010, 2009 и 2008 годы объем поставленной Компанией на экспорт нефти составил, соответственно, 57%, 57% и 56% от объема добычи. Оставшаяся нефть была переработана на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) Компании для дальнейшей реализации нефтепродуктов на внутреннем и внешнем рынках.

В таблице, приведенной ниже, перечислены существенные дочерние предприятия Компании, включенные в консолидированную финансовую отчетность, с указанием принадлежащей ей доли в уставном капитале на 31 декабря 2010 г.:

Название	Основная деятельность	Всего акции	
		Голос.	акции
		%	%
<b>Разведка и добыча</b>			
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Пурнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Северная нефть»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ЗАО «РН-Астра»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ОАО «Дагнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	81,22	94,96
ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»	Разработка и добыча нефти и газа	68,70	91,60
ЗАО «Ванкорнефть»	Разработка и добыча нефти и газа	93,96	93,96
ОАО «Грознефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	51,00	51,00
ООО «РН-Эксплорейшн»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Восток Шмидт Инвест»	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00
ООО «Запад Шмидт Инвест»	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00
ОАО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»	Разработка и добыча нефти и газа	70,78	70,78
ООО «Вал Шатского»	Разработка нефти и газа	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 1. Общие сведения (продолжение)

##### Характер деятельности (продолжение)

Название	Основная деятельность	Всего акции	Голос. акции
		%	%
<b>Нефтепереработка и сбыт</b>			
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-МЗ «Нефтепродукт»	Производство нефтепродуктов	65,42	87,23
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Ангарский завод полимеров»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Сызранский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ЗАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»	Переработка газа	100,00	100,00
ЗАО «Отраденский газоперерабатывающий завод»	Переработка газа	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-АРТАГ»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	64,18	78,59
ООО «РН-Архангельскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Кабардино-Балкарская Топливная Компания»	Торговля нефтепродуктами	99,81	99,89
ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	89,50	96,61
ОАО «НК «Роснефть»-Карачаево-Черкескнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	85,99	87,46
ОАО «НК «Роснефть»-Курганнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	83,32	90,33
ОАО «НК «Роснефть»-Мурманскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	45,38	60,51
ООО «РН-Находканефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Смоленскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	66,67	86,97
ООО «РН-Туапсенефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ямалнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	49,52	66,03
ООО «РН-Востокнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ставрополье»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «РН-Трейд»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Экспонетфть»	Торговля нефтепродуктами	45,38	60,51
ЗАО «Иркутскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Самара-Терминал»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Бурятнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	97,48	98,88
ЗАО «Хакаснефтепродукт» ВНК	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Томскнефтепродукт» ВНК	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Белгороднефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Брянскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Воронежнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Липецкнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Орелнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Пензанефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 1. Общие сведения (продолжение)

##### Характер деятельности (продолжение)

Название	Основная деятельность	Всего акции	Голос. акции
		%	%
ЗАО «Тамбовнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Ульяновскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Ульяновск- Терминал»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «РН-Москва»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «НБА-Сервис»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Гермес-Москва»	Торговля нефтепродуктами	85,61	85,61
ЗАО «Контракт Ойл»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Мытищинская топливная компания»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Ставропольнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Ю-Кубань»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «РН-Ингушнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
<b>Прочие</b>			
«Роснефть Интернэшнл Лтд»	Холдинговая компания	100,00	100,00
ЗАО «Роснефтефлот»	Транспортные услуги	51,00	51,00
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Банковские услуги	84,67	84,67
ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»	Корпоративное управление	100,00	100,00
ЗАО «РН-Сети»	Услуги по передаче электроэнергии	100,00	100,00
ООО «РН-Бурение»	Услуги по бурению	100,00	100,00
ООО «НК «Роснефть-НТЦ»	Научные и проектно изыскательные работы	100,00	100,00

Все вышеперечисленные дочерние предприятия, кроме «Роснефть Интернэшнл Лтд», зарегистрированы в Российской Федерации. «Роснефть Интернэшнл Лтд» зарегистрировано в Ирландии.

##### 2. Основные аспекты учетной политики

##### Формат и содержание консолидированной финансовой отчетности

Компания ведет учет и подготавливает финансовую отчетность в соответствии с требованиями и порядком, установленными российским законодательством в области бухгалтерского учета и налогообложения. Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных российского бухгалтерского учета, скорректированных для представления в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета («ГААП США»).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Формат и содержание консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

В июне 2009 года Комитет по стандартам финансового учета («FASB») выпустил поправку ASU 2009-01. Данная поправка, имеющая также статус положения SFAS № 168 «Кодификация бухгалтерских стандартов FASB и иерархия общепринятых принципов бухгалтерского учета», применяется для финансовой отчетности, выпущенной после 15 сентября 2009 г. ASU 2009-01 устанавливает, что Кодификация бухгалтерских стандартов FASB («ASC») становится единственным источником правил ГААП США, признаваемых FASB. Компания приняла ASU 2009-01 с 1 июля 2009 г. и изменила ссылки на источники ГААП США в данной консолидированной финансовой отчетности, выпущенной за 2010 год. Принятие ASU 2009-01 не оказало влияния на консолидированное финансовое положение или результаты деятельности Компании.

События после отчетной даты проанализированы по 4 февраля 2011 г. включительно, даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от российской финансовой отчетности, поскольку в ней отражены некоторые неучтенные в российской финансовой отчетности Компании корректировки, которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с ГААП США. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) пересчету иностранных валют; (4) отложенным налогам на прибыль; (5) поправкам на переоценку нереализуемых активов; (6) отражению в учете временной стоимости денег; (7) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (8) принципами консолидации; (9) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (10) отражению в учете обязательств, связанных с выбытием активов; (11) объединению компаний и деловой репутации (гудвиллу); (12) учету производных финансовых инструментов.

Определенные данные консолидированного отчета о прибылях и убытках и совокупном доходе и консолидированного отчета о движении денежных средств за 2008 год были реклассифицированы для соответствия формату представления неконтролирующих долей за отчетный период согласно разделу FASB ASC 810 «Консолидация», который Компания применила с 1 января 2009 г.

##### Использование оценочных данных

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ГААП США предусматривает необходимость использования руководством оценочных данных и допущений, влияющих на отраженные в балансе суммы активов и обязательств, а также на величину доходов и расходов за отчетный период. Значительные оценочные данные и допущения могут включать в себя: оценку экономической обоснованности запасов для добычи нефти и газа; достаточность прав, окупаемость и срок полезного использования долгосрочных активов и инвестиционных вложений; обесценение гудвилла; создание резервов по сомнительным долгам; обязательства, связанные с выбытием активов; условные обязательства по налогам и судебным разбирательствам; обязательства по защите окружающей среды; признание и раскрытие гарантий и прочих условных обязательств; оценка справедливой стоимости; возможность продления существующих договоров и заключение новых договоров операционной аренды; классификация долговых обязательств. Руководство Компании полагает, что указанные оценочные данные и допущения достаточно обоснованы. Тем не менее, фактические результаты могут не совпадать с оценочными данными.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

###### Пересчет иностранных валют

Руководство Компании определило, что доллар США является функциональной валютой и валютой отчетности по стандартам ГААП США. Денежные активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по официальному обменному курсу Центрального Банка Российской Федерации («ЦБ РФ») на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были пересчитаны по историческому курсу. Данные о доходах, расходах и движении денежных средств пересчитывались, где возможно, по курсам, приближенным к фактическим курсам, действовавшим на дату совершения конкретных операций.

Прибыли и убытки по курсовым разницам, возникшие в результате пересчета статей отчетности в доллары США, включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках и совокупном доходе в строку «Прибыль от курсовых разниц».

На 31 декабря 2010 и 2009 гг. официальные обменные курсы, установленные ЦБ РФ, составляли 30,48 рублей за 1 доллар США и 30,24 рублей за 1 доллар США, соответственно. Средние расчетные обменные курсы за 2010 и 2009 годы составляли 30,37 рублей за 1 доллар США и 31,72 рублей за 1 доллар США, соответственно. На 4 февраля 2011 г. официальный обменный курс составлял 29,35 рублей за 1 доллар США.

Пересчет активов и обязательств в доллары США для целей настоящей финансовой отчетности не означает, что Компания может реализовать или погасить в долларах США балансовую стоимость данных активов и обязательств. Также это не означает, что Компания может вернуть или распределить балансовую стоимость капитала в долларах США между акционерами.

###### Принципы консолидации

В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, контролируемых компаний и компаний с переменным участием, в которых Компания является основным выгодоприобретателем. Все существенные операции и остатки по расчетам между компаниями Группы 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, однако миноритарные акционеры наделены существенными правами на участие в управлении. Доля Компании в чистой прибыли или убытке компаний, учитываемых по методу участия в капитале, также включает эффект от постоянного снижения справедливой стоимости вложений, признанного в течение периода. Вложения в прочие компании отражены по фактическим первоначальным затратам, скорректированным с учетом их обесценения, если таковое имеется.

###### Объединение компаний

Компания ведет учет своих приобретений согласно FASB ASC 805 «Объединения компаний» и FASB ASC 810 «Консолидация» по методу покупки и отражает приобретенные активы и обязательства, а также неконтролирующую долю в приобретенной компании, по справедливой стоимости на дату приобретения. При определении справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств необходимо использование руководством собственных суждений, что обычно подразумевает использование оценочных данных и существенных допущений, включая допущения в отношении будущих притоков и оттоков денежных средств, ставок дисконтирования, сроков использования лицензий и прочих активов, рыночных коэффициентов и прочих факторов.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

###### Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Деловая репутация (гудвилл) представляет собой, на дату приобретения, превышение суммы переданного вознаграждения и справедливой стоимости неконтролирующей доли в приобретенной компании над справедливой стоимостью идентифицируемых приобретенных чистых активов. Превышение справедливой стоимости идентифицируемых приобретенных чистых активов над суммой переданного вознаграждения и справедливой стоимости неконтролирующей доли в приобретенной компании подлежит отражению на дату приобретения в составе прибыли в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе.

Для компаний, вложения в которые учитываются по методу участия в капитале, превышение стоимости приобретения доли в указанных компаниях над справедливой стоимостью приобретенной доли чистых активов по состоянию на дату приобретения рассматривается в качестве вмененного гудвилла.

В соответствии с требованиями FASB ASC 350 «Нематериальные активы – гудвилл и прочие нематериальные активы» гудвилл и нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования не амортизируются. Вместо этого они оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости не реже чем раз в год. Обесценение гудвилла признается в случае превышения его текущей стоимости над справедливой. Тест на обесценение состоит из двух этапов. На первом этапе сравнивается справедливая стоимость производственного сегмента и его текущая стоимость, включающая гудвилл. Если справедливая стоимость производственного сегмента превышает его текущую стоимость, то обесценения гудвилла не произошло. В обратном случае выполняется второй этап теста – определяется убыток от обесценения в сумме превышения текущей стоимости производственного сегмента над его справедливой стоимостью. Сумма убытка не может превышать текущую стоимость гудвилла. Последующее восстановление ранее признанного убытка не допускается.

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.

###### Неконтролирующие доли

Доли прочих акционеров дочерних компаний в чистых активах и результатах деятельности дочерних компаний («неконтролирующие доли») отражаются по статьям «Неконтролирующие доли» и «Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям» в консолидированных балансах и отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе, соответственно. Убытки, относящиеся к Компании и неконтролирующей доле в дочерней компании, могут превысить их доли в капитале дочерней компании. Данное превышение, а также любые последующие убытки, относящиеся к Компании и неконтролирующей доле, подлежат признанию в соответствии с долями участия. То есть, неконтролирующая доля в убытке продолжает признаваться даже в том случае, если это приведет к отрицательному значению балансовой стоимости неконтролирующей доли. Фактическая рублевая величина, относящаяся к неконтролирующим долям, может отличаться от суммы, указанной в настоящей консолидированной финансовой отчетности.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Активы для продажи

Компания учитывает активы для продажи в соответствии с требованиями FASB ASC 205-20 «Прекращаемая деятельность». Внеоборотный актив (группа выбытия), подлежащий продаже, классифицируется как актив для продажи в том периоде, в котором выполняются все критерии, характеризующие его предназначение для продажи, и отражается по меньшей из текущей и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу. Внеоборотный актив не амортизируется в течение всего срока его классификации как актива для продажи.

##### Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании 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.

##### Займы выданные и дебиторская задолженность

Займы выданные и дебиторская задолженность отражается в размере непогашенных сумм основного долга за вычетом резервов на покрытие потерь по займам и на безнадежную задолженность. По задолженности, погашение или взыскание которой признано сомнительным, создаются специальные резервы. Расчет резервов предполагает использование суждений и допущений.

##### 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 и материалы, списываются по средней стоимости или по стоимости каждой единицы и отражаются в балансе по наименьшей величине между средневзвешенной стоимостью приобретения (производства) и рыночной стоимостью. При этом рыночная стоимость не должна превышать чистую стоимость реализации таких товарно-материальных запасов (т.е. стоимость их реализации за вычетом затрат на завершение и продажу) и не должна быть ниже, чем чистая стоимость реализации, уменьшенная на величину маржи.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Финансовые вложения

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

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

Торговые ценные бумаги и ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации, отражаются по справедливой (рыночной) стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию. Нереализованные прибыль или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе. Нереализованные прибыль или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации, за минусом налогов, отражаются до момента их реализации как самостоятельный элемент совокупного дохода.

Реализованные прибыли и убытки от продажи ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, определяются отдельно по каждому виду ценных бумаг. Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе по методу начисления.

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

##### 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 «Проценты к уплате» или «Проценты к получению», соответственно, по договорной процентной ставке с использованием метода эффективной процентной ставки.

##### Разведка и разработка нефти и газа

Затраты, относящиеся к процессу разведки и разработки нефти и газа, отражаются по методу учета результативных затрат в соответствии с требованиями FASB ASC 932 «Добывающие отрасли – нефть и газ». Согласно данному методу, затраты на разведку месторождения, включая затраты на геологические и геофизические работы и бурение сухих скважин, относятся на расходы того периода, в котором такие затраты были понесены.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Разведка и разработка нефти и газа (продолжение)

Стоимость разведочных скважин (включая стратиграфические) временно капитализируется до тех пор, пока экономические запасы нефти и газа обнаруживаются посредством 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».

Затраты на разведочное бурение временно капитализируются, в ожидании определения, содержит ли данная скважина доказанные запасы нефти, если одновременно выполняются следующие условия:

- Скважина выявила такие объемы запасов нефти, что после завершения бурения, она может быть переведена в разряд эксплуатационных, с учетом того, что все необходимые капитальные вложения будут осуществлены; и
- Достигнут прогресс в разработке запасов, с учетом того, что Компания существенно продвинулась в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта.

Компания оценивает прогресс в разработке запасов, экономическую и операционную эффективность проекта на базе регулярных обзоров, учитывая следующие факторы:

- Если уже выполняется или твердо планируется дополнительное разведочное бурение или прочие разведочные работы (сейсмические работы, другие поисково-разведочные работы), то Компания существенно продвинулась в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта. Поисково-разведочные работы считаются твердо запланированными, только в том случае, если они включены в бюджет поисково-разведочных работ, составленный на три года вперед. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. сумма затрат, капитализированных по данному принципу, была несущественна.
- В случае если поисково-разведочные работы были завершены, определение экономической и операционной эффективности проекта принимает в расчет то, что затраты на разработку происходят в текущем периоде, ожидается получение разрешения от органов власти или третьих лиц, доступность средств переработки и транспортировки нефти ожидает подтверждения. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. сумма затрат, капитализированных по данному принципу, была несущественна.

В случае если проект признается экономически выгодным, он переходит в стадию разработки, в противном случае затраты списываются на расходы периода.

Затраты, включая «внутренние», относящиеся к бурению и оборудованию эксплуатационных скважин, включая сухие, а также затраты на необходимое оборудование и обустройство нагнетательных скважин при освоении запасов нефти и газа, подлежат капитализации. Компания показывает эти затраты в составе основных средств, относящихся к процессу геологоразведки и добычи нефти и газа консолидированного баланса.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Прочие основные средства

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения за вычетом накопленной амортизации. 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

Истощение капитализированных затрат на приобретение активов, связанных с добычей нефти и газа, относящихся к доказанным запасам, начисляется по по-тонному методу исходя из всех доказанных запасов. Истощение прочих капитализированных затрат, связанных с добычей нефти и газа, начисляется по по-тонному методу исходя из доказанных разрабатываемых запасов. Руководство Компании рассматривает каждое нефтегазодобывающее управление как оптимальный уровень детализации для такого расчета.

На затраты, связанные с приобретением прав на недоказанные запасы, амортизация не начисляется. Эти затраты реклассифицируются в затраты, относящиеся к доказанным запасам, в момент соответствующей реклассификации резервов. Затраты, связанные с приобретением прав на недоказанные запасы, подлежат анализу на предмет обесценения. В случае признания такого обесценения данные затраты списываются на расходы.

Начисление амортизации и износа на объекты основных средств, не относящихся к разведке и добыче нефти и газа, производится линейным методом в течение срока их полезного использования.

При этом износ начисляется по группам зданий, машин и оборудования, обладающих одинаковыми экономическими характеристиками, по следующим нормам:

<u>Группы основных средств</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Здания и сооружения	30-45 лет
Машины и оборудование	5-25 лет
Транспортные средства и прочие объекты	6-10 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

##### Участие в совместной деятельности

Совместная деятельность представляет собой соглашение, в котором две и более компании (участники) осуществляют совместную деятельность, являющуюся предметом общего контроля. Общий контроль существует только в случае, когда стратегические, финансовые и операционные решения по ведению совместной деятельности принимаются единогласно всеми участниками. Совместное предприятие представляет собой совместную деятельность, организованную в форме зарегистрированной компании, партнерства или иной организационно-правовой форме в целях совместного ведения экономической деятельности.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Участие в совместной деятельности (продолжение)

Финансовые результаты, активы и обязательства совместной деятельности, в качестве юридического лица, включены в настоящую консолидированную финансовую отчетность по методу участия в капитале. Метод участия в капитале предполагает оценку инвестиций в совместную деятельность по стоимости финансовых вложений, увеличенной на изменение доли чистых активов с момента создания совместного предприятия, за минусом распределенной прибыли и обесценения финансовых вложений. Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе включают долю Компании в доходах и расходах от совместной деятельности.

Компания прекращает применение метода участия в капитале в момент потери совместного контроля или значительного влияния на деятельность совместного предприятия.

Неразделяемые доли в совместных нефтегазовых проектах без образования юридического лица учитываются по методу пропорциональной консолидации.

Часть прямого долевого участия в проектах по совместной деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, может быть передана другим участникам этих проектов или третьим сторонам. В таких случаях на основании FASB ASC 932 учет вложений в проекты по совместной деятельности ведется по методу «финансирования доли», когда сторона договора, принимающая часть доли, соглашается нести все затраты по бурению скважин, обустройству и эксплуатации месторождений. Принимающая сторона также наделяется правом на всю выручку от добытых углеводородов, за вычетом долей других участников проекта, до тех пор пока все ее затраты, включая определенную договором норму прибыли, не будут возвращены. По наступлении этого момента передающая сторона начинает принимать участие в операционных затратах и прибыли.

##### Обесценение долгосрочных активов

Долгосрочные активы, включая участки с доказанными запасами нефти и газа, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости согласно параграфам с 360-10-35-17 по 360-10-35-36 FASB ASC 360 «Основные средства».

Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, оцениваются каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на потенциальное снижение стоимости. Если возмещение балансовой стоимости основных средств с использованием метода недисконтированных будущих потоков денежных средств не ожидается, то в финансовой отчетности отражается обесценение основных средств. Величина обесценения определяется на основании расчетной справедливой стоимости основных средств, которая в свою очередь определяется путем дисконтирования будущих чистых денежных потоков или в соответствии с текущими рыночными ценами на данные основные средства, если они доступны. Приведенная стоимость будущих денежных потоков от нефтяных и газовых месторождений основывается на максимально обоснованных оценках руководством будущих цен, которые определяются на основании недавних фактических цен и публикуемых цен по форвардным сделкам, которые применяются к прогнозируемым объемам добычи на отдельных месторождениях с дисконтированием в соответствии с уровнем предполагаемых рисков.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Обесценение долгосрочных активов (продолжение)

Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая вероятные, которые предполагается извлечь с использованием известного объема капитальных затрат. Объемы добычи и цены соответствуют внутренним планам и прогнозам, а также другим данным публикуемой отчетности. Допущения в отношении будущих цен и затрат, используемых при оценке основных средств на предмет обесценения, отличаются от допущений, используемых в стандартной процедуре дисконтирования чистых денежных потоков, связанных с доказанными запасами нефти и газа.

Группировка активов для целей обесценения производится исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, которые большей частью независимы от денежных потоков по другим группам активов – как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, для станций обслуживания – площадка. Долгосрочные активы, предназначенные руководством для использования в течение периода, не превышающего один год, отражаются в учете по амортизированной или справедливой стоимости, в зависимости от того, какая величина меньше, минус коммерческие затраты.

Стоимость приобретения основных средств с недоказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку на предмет обесценения, и рассчитанное обесценение, при наличии такового, относится на расходы.

##### Обесценение финансовых вложений

Если снижение справедливой стоимости инвестиций ниже бухгалтерской носит постоянный характер, то балансовая стоимость инвестиций уменьшается, при этом убыток отражается в учете в сумме такого уменьшения. Инвестиции, учитываемые по себестоимости, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости в случае наступления событий или изменений обстоятельств, способных оказать существенное влияние на справедливую стоимость данных инвестиций. Справедливая стоимость инвестиции основывается на рыночных котировках, если они известны, или на текущей стоимости ожидаемых денежных потоков, при расчете которых применяются ставки дисконтирования, соответствующие уровню рисков, связанных с данной инвестицией.

##### 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. Компания капитализировала проценты по кредитам и займам в сумме 347 млн долл. США, 354 млн долл. США и 279 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 годах, соответственно.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Договоры лизинга и аренды

Договоры финансового лизинга, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с правом собственности на объект лизинга, капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо (если она ниже первоначальной стоимости) по текущей стоимости минимальных лизинговых платежей. Лизинговые 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 прибылях и убытках и совокупном доходе.

Износ капитализированных лизинговых активов начисляется в течение расчетного срока полезного использования актива или срока лизинга (в зависимости от того, какой из них меньше), кроме случаев, когда капитализация арендуемых активов основана на условиях договора лизинга, предусматривающих переход к Компании права собственности на арендуемые активы по окончании срока лизинга или предоставляющие возможность Компании выкупить арендуемые активы по очень выгодной цене. В этих случаях капитализированные активы амортизируются в течение расчетных сроков полезного использования активов независимо от срока лизинга.

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

##### Признание обязательств, связанных с выбытием активов

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

Геологоразведка и добыча – деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием следующих активов: скважины, оборудование и прилегающие площади, установки по сбору и первичной переработке нефти, товарный парк и трубопроводы 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. Расчет обязательства по ликвидации активов делается в соответствии с положениями FASB ASC 410-20 «Обязательства, связанные с выбытием активов».

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

###### Признание обязательств, связанных с выбытием активов (продолжение)

Переработка, маркетинг и сбыт – данный сегмент деятельности 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.

Согласно FASB ASC 410-20, при измерении обязательств, связанных с выбытием активов, в качестве компонента ожидаемых затрат должна учитываться расчетная цена, которая может быть затребована и с высокой степенью вероятности получена третьим лицом для отражения неопределенности и непредвиденных обстоятельств, связанных с обязательствами (эта расчетная цена в некоторых случаях именуется надбавкой за рыночный риск). Пока в нефтегазовой отрасли редки случаи готовности кредитоспособных третьих лиц принять на себя (за цену, поддающуюся определению) данный вид риска по крупным нефте- и газодобывающим объектам и трубопроводам. Соответственно, учитывая, что определение надбавки за рыночный риск может носить произвольный характер, Компания исключила ее из расчетных оценок согласно FASB ASC 410-20.

Вследствие описанных выше причин, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов, 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.

###### Справедливая стоимость финансовых инструментов

FASB ASC 825 «Финансовые инструменты» определяет справедливую стоимость финансовых инструментов как сумму денежных средств, на которую может быть обменян инструмент в сделке, совершаемой в текущий момент и по согласию обеих сторон, а не по принуждению или при продаже в случае ликвидации.

Финансовые активы и финансовые обязательства, отраженные в прилагаемых консолидированных балансах, включают в себя денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения, дебиторскую и кредиторскую задолженность, краткосрочные и долгосрочные займы и прочие краткосрочные и долгосрочные активы и обязательства.

Компания, используя доступную рыночную информацию, оценки руководства и подходящую методологию оценок, определила приблизительную справедливую стоимость финансовых инструментов.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

###### Налог на прибыль

В российском законодательстве отсутствует концепция «консолидированного налогоплательщика», таким образом, Компания не является консолидированным налогоплательщиком для целей исчисления налога на прибыль, так как каждая компания Группы платит 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 по «методу обязательств» в соответствии с FASB ASC 740 «Налог на прибыль» и отражают налоговые последствия в будущих периодах на основе эффективной налоговой ставки, вызванные разницей между балансовой стоимостью активов и обязательств и их налогооблагаемой базой, позволяя оперативно реагировать и отражать в отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе изменения в законодательстве по налогу на прибыль, включая изменения величины налоговой ставки. Оценочный резерв под отложенный налоговый актив формируется в том случае, когда у руководства Компании имеются серьезные основания считать, что указанный налоговый актив вероятнее всего не сможет быть реализован в будущем.

Компания учитывает неопределенные налоговые позиции и отражает обязательства по нереализованным налоговым выгодам, включая начисленные по ним проценты и штрафы, в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе как расходы по налогу на прибыль.

###### Производные финансовые инструменты

Все производные инструменты отражаются в консолидированных балансах по справедливой стоимости как прочие оборотные средства, прочие внеоборотные средства, прочие краткосрочные обязательства или прочие долгосрочные обязательства. Признание и классификация прибыли или убытка, полученного в результате отражения в учете 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 FASB ASC 815 «Производные инструменты и хеджирование» признаются в момент возникновения в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе.

###### Признание выручки

Выручка признается в момент перехода права собственности от продавца к покупателю, когда 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 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 прочим платежам. В сумму выручки от реализации включены акцизы и таможенные пошлины (см. Примечание 17).

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.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Расходы на транспортировку

Транспортные расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе представляют собой все расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов, осуществленную по системе трубопроводов «Транснефть», а также железнодорожным и другими видами транспорта. Транспортные расходы включают в себя все прочие расходы на погрузку и подготовку.

##### 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 на охрану окружающей среды включаются в состав расходов или капитализируются в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам не дисконтируются кроме случаев, когда общая сумма обязательств и суммы и сроки платежей фиксированы и могут быть достоверно определены.

##### Гарантии

Справедливая стоимость гарантий определяется и включается в состав обязательств в момент выдачи гарантии. Первоначальная сумма гарантий в последующем корректируется по мере изменения суммы основного обязательства. Расходы, относящиеся к такому изменению, включаются в соответствующие строки консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе в зависимости от сущности выданных гарантий. В момент, когда возникает высокая вероятность возникновения обязательств по выданным гарантиям, начисляются обязательства, при условии что эти обязательства можно оценить с высокой степенью надежности, основываясь на текущих фактах и обстоятельствах.

##### Совокупный доход

Компания применяет раздел FASB ASC 220 «Совокупный доход», который устанавливает правила расчета и отражения совокупного дохода Компании (чистой прибыли, а также всех прочих изменений чистых активов, не связанных с движением средств собственников Компании) и его отдельных статей в консолидированной финансовой отчетности.

За 2010, 2009 и 2008 годы Компания признала прочий накопленный совокупный доход (за вычетом налога) в сумме 2 млн долл. США, доход (за вычетом налога) в сумме 18 млн долл. США и убыток (за вычетом налога) в сумме 40 млн долл. США, соответственно, который представляет собой нереализованный финансовый результат, возникший в результате переоценки инвестиций, имеющихся в наличии для реализации.

##### Учет контрактов по купле-продаже

Параграфы с 845-10-15-5 по 845-10-15-9 FASB ASC 845 «Неденежные операции» устанавливают, что две или более отдельных обменных операции с одним и тем же контрагентом, включая операции купли-продажи, должны быть объединены и отражены как одна сделка, когда одна операция не может быть осуществлена без совершения другой встречной операции.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Учет возможных будущих 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

Акцизы показываются развернуто в составе выручки и налогов, кроме налога на прибыль, в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе, тогда как налог на добавленную стоимость показан в консолидированных балансах свернуто в составе налогов, кроме налога на прибыль.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Изменения в учетной политике

В августе 2009 года FASB выпустил поправку ASU 2009-05 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытия (Раздел 820): Оценка обязательств по справедливой стоимости» («ASU 2009-05»), которая вносит изменения в Подраздел 820-10 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытия», Раздела 820 Кодификации FASB. ASU 2009-05 уточняет, что в тех случаях, когда котировки активного рынка не доступны, компания должна использовать один или несколько из подходов к оценке обязательства по справедливой стоимости: оценка обязательства на основании рыночной цены идентичного обязательства, торгуемого как актив; рыночных цен аналогичных обязательств или аналогичных обязательств, торгуемых как активы, или любой другой метод оценки, не противоречащий положениям Раздела 820, например, метод дисконтированной стоимости. ASU 2009-05 также уточняет, что компания при оценке не должна использовать в качестве входящих данных наличие ограничения на передачу обязательства другой стороне. Поправка ASU 2009-05 вступает в силу для первого отчетного периода (включая промежуточные отчетные периоды), начинающегося после опубликования поправки ASU 2009-05. Разрешается раннее применение, если финансовая отчетность за предыдущие периоды не была выпущена. Компания применила ASU 2009-05 с 1 января 2010 г. Применение ASU 2009-05 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В январе 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-06 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации (Раздел 820): Улучшение раскрытия информации об оценке по справедливой стоимости» («ASU 2010-06»), которая вносит изменения в Раздел 820 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации» Кодификации FASB. ASU 2010-06 требует раскрытия информации о существенных переводах между Уровнем 1 и Уровнем 2 данных при оценке справедливой стоимости и о причинах таких переводов. Компания также должна представлять отдельно информацию о приобретениях, выпуске и погашении в расшифровке оценки по справедливой стоимости с использованием Уровня 3 данных. ASU 2010-06 вносит поправку в существующие требования по раскрытию информации в части степени разукрупнения и данных, а также методов оценки. Поправка ASU 2010-06 вступает в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2009 г., за исключением раскрытий информации об операциях на Уровне 3 оценки по справедливой стоимости, которые вступают в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2010 г. Компания применила ASU 2010-06 с 1 января 2010 г., за исключением раскрытий информации об операциях на Уровне 3 оценки по справедливой стоимости, которые будут применены с 1 января 2011 г. Применение ASU 2010-06 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В марте 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-11 «Деривативы и хеджирование (Раздел 815): Исключения относящиеся к встроенным кредитным деривативам» («ASU 2010-11»), которая вносит изменения в Раздел 815 «Деривативы и хеджирование» Кодификации FASB. ASU 2010-11 поясняет, что исключение из определения встроенного кредитного дериватива относится к передаче кредитного риска в форме субординации одного финансового инструмента другому. ASU 2010-11 вступает в силу с начала первого отчетного квартала, начинающегося после 15 июня 2010 г. Раннее применение разрешено с начала первого отчетного квартала, начинающегося после выпуска ASU 2010-11. Компания применила ASU 2010-11 с 1 июля 2010 г. Применение ASU 2010-11 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### Новые правила бухгалтерского учета

В июле 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-20 «Дебиторская задолженность (Раздел 310): Раскрытие информации о кредитной надежности финансируемой дебиторской задолженности и резерве под возможные потери» («ASU 2010-20»), которая вносит изменения в Раздел 310 «Дебиторская задолженность» Кодификации FASB. ASU 2010-20 изменяет существующие раскрытия и требует от компании предоставлять дополнительные раскрытия с целью облегчить пользователям финансовой отчетности анализ следующего: 1) природы кредитного риска, присущего портфелю финансируемой дебиторской задолженности; 2) каким образом риски анализируются и оцениваются при расчете сумм резерва под возможные потери; 3) изменения и причины изменений в сумме резерва под возможные потери. ASU 2010-20 также вводит новую терминологию, в частности, термин «финансируемая дебиторская задолженность». Для публичных компаний требования по раскрытию информации по состоянию на конец отчетного периода вступают в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов, заканчивающихся 15 декабря 2010 г. или позднее. Выпущенная в январе 2011 года поправка ASU 2011-01 отложила вступление в силу других требований по раскрытию. Компания применила действующие требования ASU 2010-20 с 31 декабря 2010 г. Применение ASU 2010-20 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В декабре 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-28 «Гудвилл и прочие нематериальные активы (Раздел 350): Когда проводить шаг 2 теста гудвилла на обесценение для отчетных единиц с нулевой или отрицательной балансовой стоимостью» («ASU 2010-28»), которая вносит изменения в Раздел 350 «Гудвилл и прочие нематериальные активы» Кодификации FASB. Для отчетных единиц с нулевой или отрицательной балансовой стоимостью компания должна провести тест на обесценение гудвилла, если обесценение гудвилла скорее вероятно, чем нет. Компания должна рассматривать любые негативные качественные факторы, указывающие на возможность наличия обесценения. ASU 2010-28 вступает в силу в отчетных годах и входящих в них промежуточных периодах, начинающихся после 15 декабря 2010 г. Раннее применение не разрешено. Компания будет применять ASU 2010-28, начиная с 1 января 2011 г. Руководство Компании ожидает, что ASU 2010-28 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В декабре 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-29 «Объединение бизнеса (Раздел 805): Раскрытие в шаблоне дополнительной информации по объединению бизнеса» («ASU 2010-29»), которая вносит изменения в Раздел 805 «Объединение бизнеса» Кодификации FASB. ASU 2010-29 уточняет, что компания должна раскрывать выручку и доходы приобретенной компании в сравнительном периоде так, как если бы приобретение бизнеса произошло в начале предшествующего сравнительного годового периода. ASU 2010-29 также расширяет шаблон дополнительных раскрытий. ASU 2010-29 вступает в силу перспективно для объединений бизнеса, произошедших с начала первого годового отчетного периода, начинающегося 15 декабря 2010 г. или позднее. Компания будет применять ASU 2010-29 для объединений бизнеса, произошедших 1 января 2011 г. или позднее. Руководство Компании ожидает, что ASU 2010-29 не окажет существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 3. Денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря денежные средства и их эквиваленты включают:

	<u>2010 г.</u>	<u>2009 г.</u>
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	671	624
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	843	748
Депозиты	2 625	612
Прочее	15	13
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>4 154</b>	<b>1 997</b>

По состоянию на 31 декабря денежные средства с ограничением к использованию включают:

	<u>2010 г.</u>	<u>2009 г.</u>
Обязательный резерв в ЦБ РФ	21	15
Прочие денежные средства с ограничением к использованию	9	5
<b>Итого денежные средства с ограничением к использованию</b>	<b>30</b>	<b>20</b>

Обязательный резерв дочернего банка Компании, ВБРР, в ЦБ РФ представляет собой сумму средств, размещенных в ЦБ РФ для обеспечения текущей деятельности банка Компании. Кредитные организации обязаны хранить в ЦБ РФ беспроцентный денежный депозит (обязательный резерв), сумма которого зависит от объема привлеченных кредитной организацией средств и подпадает под определенные ограничения в использовании.

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

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

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 подразделениями международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 4. Краткосрочные финансовые вложения

По состоянию на 31 декабря краткосрочные финансовые вложения включают:

	2010 г.	2009 г.
Краткосрочные займы выданные	1	1
Займы связанным сторонам	70	12
Сделки обратного РЕПО	403	22
Структурированные депозиты (Примечание 24)	3 791	507
Векселя, хранящиеся до срока погашения	–	81
Торговые ценные бумаги		
Векселя	–	38
Государственные и корпоративные облигации	727	449
Прочие	2	4
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	487	210
Банковские депозиты	1 333	1 184
<b>Итого краткосрочные финансовые вложения</b>	<b>6 814</b>	<b>2 508</b>

Сделки обратного РЕПО обеспечены торговыми ценными бумагами, имеющими справедливую стоимость на 31 декабря 2010 г. в сумме 403 млн долл. США (22 млн долл. США на 31 декабря 2009 г.).

По состоянию на 31 декабря 2010 г. структурированные депозиты выражены в долларах США и размещены под процентные ставки от 6,22% до 7,2%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. структурированные депозиты выражены в долларах США и размещены под процентную ставку 7,75%.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. в состав торговых ценных бумаг входят государственные и муниципальные облигации с номинальными процентными ставками от 5,14% до 18,1% и сроками погашения от апреля 2011 года до февраля 2036 года и корпоративные облигации, выпущенные крупнейшими российскими предприятиями, со сроками погашения от февраля 2011 года до июня 2020 года и процентными ставками от 5,8% до 19,0%. Также по состоянию на 31 декабря 2010 года торговые ценные бумаги включают облигации ЦБ РФ со сроками погашения от февраля 2011 года до марта 2011 года и средневзвешенной эффективной процентной ставкой 3,52%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. в состав торговых ценных бумаг входят государственные и муниципальные облигации с номинальными процентными ставками от 6,9% до 18,0% и сроками погашения от марта 2010 года до февраля 2036 года, корпоративные облигации, выпущенные крупнейшими российскими предприятиями, со сроками погашения от июня 2010 года до декабря 2016 года и процентными ставками от 7,9% до 19,0%, а также дисконтные векселя со сроками погашения от февраля 2010 года до января 2011 года, и эффективные процентные ставки по которым составляют от 9,5 % до 15,9 %.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 4. Краткосрочные финансовые вложения (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2010 года в состав ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации, входят государственные и муниципальные облигации, корпоративные облигации, а также корпоративные векселя. Государственные облигации представляют собой облигации федерального займа, выпущенные Министерством Финансов Российской Федерации, со сроками погашения от января 2011 года до мая 2015 года и номинальными процентными ставками от 4,59% до 6,85%. Муниципальные облигации имеют сроки погашения от марта 2012 года до декабря 2014 года и номинальные процентные ставки от 8,75% до 18,0%. Корпоративные облигации представляют собой облигации, выпущенные крупнейшими российскими предприятиями, со сроками погашения от марта 2011 года до июля 2020 года и процентными ставками от 6,75% до 18,0%. По состоянию на 31 декабря 2010 г. корпоративные облигации на сумму 31 млн долл. США были переданы в залог по сделкам РЕПО (см. Примечание 14). Корпоративные векселя представляют собой процентные векселя со сроками погашения от декабря 2012 года до декабря 2013 года и номинальными процентными ставками от 4,25% до 4,5% и беспроцентные векселя со сроком погашения в июне 2015 года и средневзвешенной эффективной ставкой 3,0%. Амортизируемая стоимость ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации, примерно равна их справедливой стоимости. По состоянию на 31 декабря 2009 г. в состав ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации, входят государственные и корпоративные облигации. Государственные облигации представляют собой облигации федерального займа, выпущенные Министерством Финансов Российской Федерации, со сроками погашения от июля 2010 года до августа 2025 года и номинальными процентными ставками от 6,1% до 10,0%, а также облигации ЦБ РФ со сроками погашения от марта 2010 года до июня 2010 года и средневзвешенной эффективной процентной ставкой 7,25%. Корпоративные облигации представляют собой облигации, выпущенные крупнейшими российскими предприятиями, со сроком погашения в июле 2016 года и процентной ставкой 7,68%.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. банковские депозиты выражены, главным образом, в долларах США и размещены под процентные ставки от 4,7% до 8,0%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. банковские депозиты, выраженные в долларах США, были размещены под процентные ставки от 6,5% до 7,0% и банковские депозиты в рублях размещены под процентные ставки от 10,5% до 10,6%.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 5. Дебиторская задолженность, нетто

По состоянию на 31 декабря дебиторская задолженность включает:

	2010 г.	2009 г.
Покупатели и заказчики	4 077	2 958
Налог на добавленную стоимость и акцизы к возмещению из бюджета (Примечание 22)	2 126	2 269
Расчеты по прочим налогам	283	211
Ссудная задолженность банка Компании	789	753
Приобретенная дебиторская задолженность	3	30
Прочее	372	328
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(138)	(91)
<b>Итого дебиторская задолженность, нетто</b>	<b>7 512</b>	<b>6 458</b>

Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков выражена, главным образом, в долларах США. Риск неплатежеспособности дебиторов снижается путем использования аккредитивов. Риск неплатежеспособности при реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке снижается путем получения Компанией банковской гарантии погашения дебиторской задолженности контрагентов.

##### 6. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря товарно-материальные запасы включают:

	2010 г.	2009 г.
Материалы	451	492
Сырая нефть и газ	595	502
Нефтепродукты и нефтехимия	1 065	892
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>2 111</b>	<b>1 886</b>

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

##### 7. Авансы выданные и прочие оборотные средства

По состоянию на 31 декабря авансы выданные и прочие оборотные средства включают:

	2010 г.	2009 г.
Авансы выданные поставщикам	665	705
Предоплата по таможенным пошлинам	1 315	1 334
Страховые платежи	6	12
Производные финансовые инструменты (Примечание 24)	77	3
Прочие	93	72
<b>Итого авансы выданные и прочие оборотные средства</b>	<b>2 156</b>	<b>2 126</b>

Предоплата по таможенным пошлинам представляет собой, в основном, расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (см. Примечание 17).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения

По состоянию на 31 декабря долгосрочные финансовые вложения включают:

	2010 г.	2009 г.
<b>Инвестиции, учтенные по методу участия в капитале</b>		
ОАО «Томскнефть» ВНК	1 334	1 488
ООО «Компания Полярное Сияние»	70	84
СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»	19	16
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	277	234
ЗАО «Влакра»	110	110
Вложения в компании энергетического сектора	190	272
Прочие	174	66
<b>Всего инвестиции, учтенные по методу участия в капитале</b>	<b>2 174</b>	<b>2 270</b>
<i>Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации</i>		
ОАО «ТГК-11»	–	20
Долгосрочные векселя	–	4
Прочие ценные бумаги в банках Компании	17	14
<i>Банковские депозиты – доллары США</i>	–	833
<i>Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения</i>		
Облигации государственного займа	49	36
<i>Долгосрочные займы, выданные компаниям, инвестиции в которые учитываются по методу участия в капитале</i>	<b>679</b>	550
<i>Инвестиции, учитываемые по себестоимости</i>	17	17
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>	<b>2 936</b>	<b>3 744</b>

Долларовые депозиты, размещенные сроком на 2 года в июне 2009 года в банке, контролируемом государством, во втором квартале 2010 года были реклассифицированы в краткосрочные инвестиции в соответствии с их датой погашения (см. Примечание 4).

Долгосрочные займы, выданные компаниям, инвестиции в которые учитываются по методу участия в капитале, по условиям контрактов имеют срок погашения преимущественно от 3 до 8 лет, и преимущественно включают в себя займы, выданные ОАО «Верхнечонскнефтегаз». Указанные займы также включают займ в сумме 116 млн долл. США, выданный Компанией в апреле 2010 года ООО «Национальный нефтяной консорциум» («ННК»). Доля участия Компании в ННК составляет 20%. ННК осуществляет финансирование проекта по геологоразведке блока Хунин-6 в Венесуэле.

Доля в прибыли/(убытке) существенных инвестиций, учтенных по методу участия в капитале:

	Доля владения (в процентах) на 31 декабря 2010 г.	Доля в прибыли/(убытке) компаний, учтенных по методу участия в капитале		
		2010 г.	2009 г.	2008 г.
ООО «Компания Полярное Сияние»	50,00	16	26	36
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	25,94	43	5	(17)
СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»	51,00	3	2	3
ОАО «Кубаньэнерго»	26,26	(45)	–	–
ОАО «Томскнефть» ВНК	50,00	38	147	56
Вест Камчатка Холдинг Б.В.	60,00	–	–	(51)
Прочие	Различная	5	(68)	(34)
<b>Итого доля в прибыли/(убытке)</b>		<b>60</b>	<b>112</b>	<b>(7)</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

##### 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 368 млн долл. США.

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

КПС является обществом с ограниченной ответственностью, 50% которого принадлежит компании «Коноко Филлипс Тиман-Печора Инк.» и 50% принадлежит Компании. Основной задачей КПС является разработка Ардалинского месторождения и сопутствующих месторождений Тимано-Печорского бассейна, расположенных в 125 км южнее Баренцева моря за Полярным кругом. Разработка Ардалинского месторождения была начата в конце 1992 года. Первая нефть была добыта в 1994 году.

В течение 2008 года Компания проводила анализ снижения стоимости инвестиций в КПС в соответствии с FASB ASC 323 «Инвестиции – метод участия в капитале и совместная деятельность». Для целей данного анализа была рассчитана справедливая стоимость инвестиций на основе будущих дисконтированных денежных потоков. Справедливая стоимость доли участия Компании в КПС оказалась ниже балансовой стоимости инвестиций. Компания пришла к выводу, что снижение стоимости инвестиции не являлось временным, и в связи с этим признала убыток от обесценения финансовых вложений в размере 58,3 млн долл. США. В 2009 и 2010 годах дальнейшего снижения стоимости инвестиции выявлено не было.

##### СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»

СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед» («СП») является совместным предприятием, в котором Компания имеет 51% участия, но при этом 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 3 квартале 2008 года была начата добыча нефти. Финансирование ВЧНГ осуществляется за счет предоставления долгосрочных займов со стороны Компании и партнеров в долях, соответствующих доле владения.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

##### ЗАО «Влакра»

ЗАО «Влакра» принадлежат права пользования земельным участком и офисными помещениями, расположенными в Москве.

##### Вложения в компании энергетического сектора

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

В мае и июле 2007 года в результате аукционов по продаже активов ОАО НК «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 июле 2008 года судом вынесено положительное решение по иску Компании о признании реорганизации и конвертации акций недействительными. В июле 2009 года судом утверждено мировое соглашение о передаче Компании дополнительных акций ОАО «ТГК-11» в счет компенсации потерь, понесенных при конвертации акций. В сентябре 2009 года Компания получила дополнительные акции ОАО «ТГК-11», увеличив свою долю в капитале ОАО «ТГК-11» до 6,77%. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. данная инвестиция учитывается в составе ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации.

В октябре 2009 года в порядке осуществления преимущественного права при дополнительной эмиссии акций, Компания приобрела акции ОАО «Кубаньэнерго» на сумму 1 972 млн руб. (68 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения), при этом доля участия Компании не изменилась.

##### Активы для продажи

В декабре 2010 года Компания заключила соглашение о намерении передать долю в ряде зависимых компаний и одной дочерней компании в обмен на неконтролирующий пакет акций холдинговой компании энергетического сектора. Транзакция планируется к завершению в первой половине 2011 года.

Основные классы активов и обязательств, включенных в группу выбытия, представляют собой:

	<b>31 декабря 2010 г.</b>
Оборотные средства	55
Финансовые вложения в зависимые компании	30
Прочие внеоборотные средства	7
<b>Итого активы</b>	<b>92</b>
Краткосрочные обязательства	37
<b>Итого обязательства</b>	<b>37</b>

Компания отразила группу выбытия по меньшей из текущей и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу и признала убыток от снижения стоимости активов в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в сумме 31 млн долл. США.

Группа выбытия относится к категории прочих видов деятельности в Информации о производственных сегментах (Примечание 23).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 9. Основные средства, нетто

	Первоначальная стоимость		Накопленная амортизация		Остаточная стоимость	
	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Геологоразведка и добыча	66 991	60 474	(18 784)	(14 429)	48 207	46 045
Переработка, маркетинг и сбыт	15 344	13 646	(4 562)	(3 915)	10 782	9 731
Прочие виды деятельности	3 026	2 549	(825)	(621)	2 201	1 928
<b>Итого основные средства</b>	<b>85 361</b>	<b>76 669</b>	<b>(24 171)</b>	<b>(18 965)</b>	<b>61 190</b>	<b>57 704</b>

В состав основных средств геологоразведки и добычи включены затраты, относящиеся к приобретению прав на недоказанные запасы в сумме 4 104 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и 4 131 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. У Компании существуют определенные планы по разработке и оценке соответствующих месторождений. Руководство Компании полагает, что данные затраты являются окупаемыми.

Компания использовала данные по объемам запасов нефти и газа (см. дополнительную информацию по нефтегазодобывающей деятельности) для расчета износа, истощения и амортизации основных средств, относящихся к нефтегазодобывающей деятельности, за 2010 и 2009 годы, а также для оценки обесценения нефтегазодобывающих активов.

Как описано в параграфе «Износ, истощение и амортизация» Примечания 2, Компания ведет расчет истощения с использованием по-тонного метода на основании доказанных или доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа с учетом характера соответствующих затрат. Использование в рамках по-тонного метода данных о доказанных или доказанных разрабатываемых запасах предполагает продление лицензий Компании на добычу после истечения существующих сроков их действия в течение всего срока эксплуатации лицензионных месторождений Компании, как подробно рассматривается далее.

Разрабатываемые Компанией месторождения нефти и газа расположены преимущественно на территории Российской Федерации. Компания имеет лицензии на разведку и разработку этих месторождений, выданные государственными органами. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2011 до 2051 года, при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2051 годом, а лицензия на добычу нефти на Приобском месторождении, являющимся крупнейшим из разрабатываемых месторождений, заканчивается в 2044 году. Срок эксплуатации существенных месторождений, разрабатываемых в рамках лицензионных соглашений, намного превышает указанные даты. В соответствии с российским законодательством Компания вправе продлить срок действия лицензии до конца срока эксплуатации месторождения при выполнении определенных условий. Фактически, Распорядитель недр (Роснедра) продлевает лицензии на срок не более 25 лет, вне зависимости от расчетных сроков окончания разработки месторождений. В соответствии со статьей 10 Закона «О недрах» срок пользования участком недр «продлевается» по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения разработки месторождения при условии отсутствия нарушений условий лицензии.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 9. Основные средства, нетто (продолжение)

В августе 2004 года в статью 10 были внесены изменения, в соответствии с которыми формулировка «может быть продлен» была заменена формулировкой «продлевается». Таким образом, в закон была внесена ясность в отношении абсолютного права недропользователя на продление срока действия лицензии при условии отсутствия нарушений условий лицензии. В 2007 - 2010 годах Компания получила продление сроков действия по 80 своим лицензиям на разработку основных месторождений на период до 25 лет, с учетом расчетных сроков эксплуатации каждого месторождения. Текущие планы добычи Компании основываются на предположении (которое руководство делает с достаточной степенью уверенности) о том, что Компания сможет продлить срок действия прочих существующих лицензий. Данные планы были подготовлены с учетом того, что Компания будет вести добычу углеводородного сырья до конца срока эксплуатации месторождений, а не исходя из того, что Компания будет максимально увеличивать темпы отбора запасов в течение срока действия лицензии.

Соответственно, руководство включило все запасы, отвечающие стандартным характеристикам «доказанных запасов» в состав доказанных запасов, раскрываемых в качестве дополнительной информации о деятельности по разведке и добыче нефти и газа в рамках консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2010 г. Компания делает свои оценки исходя из того, что она сможет вести добычу в течение всего срока эксплуатации лицензионных месторождений.

Доказанные запасы должны, в основном, ограничиваться запасами, которые могут быть добыты в течение срока действия лицензий, за исключением случаев, когда в течение длительного времени существует четкое указание на то, что срок действия лицензии будет однозначно продлен. По мнению Компании, срок действия лицензий будет однозначно продлен, как подробно рассматривается выше.

##### «Сахалин-1»

Основным вложением Компании в соглашения о разделе продукции («СРП») является участие в СРП «Сахалин-1», оператором которого является компания ExxonMobil, один из участников СРП. Доля Компании в данном неинкорпорированном совместном предприятии составляет 20%.

##### Данные отчета о движении денежных средств

Капитальные затраты в консолидированном отчете о движении денежных средств включают:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Приобретение и строительство основных средств	8 918	7 252	8 154
Материалы для строительства	13	–	578
<b>Итого капитальные затраты</b>	<b>8 931</b>	<b>7 252</b>	<b>8 732</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 10. Основные средства в лизинге, нетто

Компания получила в лизинг следующие объекты основных средств по состоянию на 31 декабря, которые отражены в составе статьи «Основных средства, нетто» (Примечание 9):

	2010 г.	2009 г.
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа	27	32
Минус: накопленное истощение	(6)	(7)
Остаточная стоимость основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа	21	25
<i>Прочие основные средства</i>		
Здания и сооружения	–	1
Машины и оборудование	17	19
Транспортные средства	181	184
Итого	198	204
Минус: накопленная амортизация	(85)	(59)
Остаточная стоимость прочих основных средств	113	145
<b>Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг</b>	<b>134</b>	<b>170</b>

Лизинговые платежи по всем основным средствам погашаются следующим образом, по состоянию на 31 декабря:

	2010 г.
2011	34
2012	24
2013	18
2014	14
2015 и позже	109
<b>Вмененный процент</b>	<b>(80)</b>
<b>Итого чистые дисконтированные лизинговые платежи</b>	<b>119</b>

Амортизация основных средств в лизинге включена в статью «Износ, истощение и амортизация» консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010, 2009 и 2008 годы в сумме 39 млн долл. США, 26 млн долл. США и 46 млн долл. США, соответственно.

##### Операционная аренда

Общая сумма расходов по операционной аренде составила:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Итого расходы по аренде	233	240	210
Итого доходы по договорам субаренды	1	2	5

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 11. Деловая репутация и нематериальные активы

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. гудвилл включает в себя превышение цены приобретений дополнительных долей в различных предприятиях сегмента переработки, маркетинга и сбыта и сегмента геологоразведки и добычи в сумме 3 793 млн долл. США и 714 млн долл. США, соответственно, над справедливой стоимостью соответствующей приобретенной доли в чистых активах.

В соответствии с FASB ASC 350 «Нематериальные активы – гудвилл и прочие нематериальные активы» Компанией был проведен годовой тест на обесценение гудвилла по состоянию на 1 октября 2010 г. Согласно практике прошлых лет, проверка на обесценение была произведена в начале четвертого квартала 2010 года с использованием наиболее актуальной информации на дату ее проведения. В результате данной годовой проверки обесценения гудвилла выявлено не было.

Гудвилл, образовавшийся в результате приобретения компаний, был распределен по соответствующим отчетным единицам, являющимся производственными сегментами – сегменту геологоразведки и добычи и сегменту переработки, маркетинга и сбыта. При оценке обесценения гудвилла текущая стоимость производственных сегментов (включая гудвилл) была сопоставлена с их расчётной справедливой стоимостью.

Справедливая стоимость производственных сегментов была определена Компанией при помощи модели дисконтированных денежных потоков. Будущие денежные поступления были скорректированы на риски, применительно к каждому активу, и дисконтированы по ставке, которая отражает средневзвешенную стоимость капитала Компании после налогообложения.

Бизнес-план Компании, утверждаемый Советом Директоров Компании, является первичным источником информации при определении справедливой стоимости производственных сегментов. Они содержат внутренние прогнозы по добыче нефти и газа, прогнозы по объему переработки НПЗ, 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 предпосылок, 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, исторических тенденциях и изменениях.

Для определения справедливой стоимости производственных сегментов была найдена сумма дисконтированных денежных потоков по данным сегментам за 12 лет и остаточной стоимости производственных сегментов.

Для целей проведения теста на обесценение прогноз Компании по цене нефти сорта Urals был основан на прогнозных рыночных ценах.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 11. Деловая репутация и нематериальные активы (продолжение)

Нематериальные активы включают:

	Первоначальная стоимость		Накопленная амортизация		Остаточная стоимость	
	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2009 г.
Права аренды земельных участков	718	718	(125)	(89)	593	629
Права на использование товарных знаков «Сочи 2014»	172	172	(47)	(16)	125	156
Прочие	61	34	(12)	(8)	49	26
<b>Итого нематериальные активы</b>	<b>951</b>	<b>924</b>	<b>(184)</b>	<b>(113)</b>	<b>767</b>	<b>811</b>

Права аренды земельных участков были приобретены вместе с активами приобретенных компаний в течение 2007 года и амортизируются по линейному методу исходя из предполагаемого срока полезного использования, который составляет в среднем 20 лет.

Права на использование товарных знаков «Сочи 2014» были приобретены в 3 квартале 2009 года. Стоимость этих прав амортизируется по прямолинейному методу в течение срока полезного использования 5,5 лет, в течение которого Компания ожидает получить выгоды от использования данных активов.

Амортизация нематериальных активов включена в статью «Износ, истощение и амортизация» консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010, 2009 и 2008 годы в сумме 81 млн долл. США, 61 млн долл. США и 59 млн долл. США, соответственно.

В следующей таблице представлена агрегированная оценка расходов по амортизации нематериальных активов за каждый из последующих пяти лет:

2011	81
2012	81
2013	81
2014	74
2015	36
<b>Итого амортизация за пять последующих лет</b>	<b>353</b>

##### 12. Прочие внеоборотные средства

По состоянию на 31 декабря прочие внеоборотные средства включают:

	2010 г.	2009 г.
Аванс, выданный компании Factorias Vulcano S.A.	–	90
Авансы, выданные под капитальное строительство	752	553
Затраты на выпуск долговых обязательств	60	75
Предоплаченное страхование	17	11
Долгосрочная дебиторская задолженность (Примечание 22)	13	22
Прочие	115	95
<b>Итого прочие внеоборотные средства</b>	<b>957</b>	<b>846</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 13. Кредиторская задолженность и начисления

По состоянию на 31 декабря кредиторская задолженность и начисления включают:

	2010 г.	2009 г.
Поставщики и подрядчики	1 457	1 570
Заработная плата и аналогичные начисления	442	436
Авансы полученные	601	455
Расчеты по дивидендам	10	3
Остатки на счетах клиентов банка	1 067	822
Резервы предстоящих расходов	163	260
Прочие	121	151
<b>Итого кредиторская задолженность и начисления</b>	<b>3 861</b>	<b>3 697</b>

Кредиторская задолженность Компании выражена, главным образом, в рублях.

#### 14. Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность

По состоянию на 31 декабря краткосрочные кредиты и займы включают:

	2010 г.	2009 г.
Клиентские депозиты – иностранная валюта	86	154
Клиентские депозиты – рубли	271	277
Векселя к уплате	84	81
Векселя к уплате – компании аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	1 312	1 424
Займы – компании аффилированные с ОАО «НК ЮКОС» – рубли	269	672
Обязательства по сделкам РЕПО	27	–
Прочие	286	368
	<b>2 335</b>	<b>2 976</b>
Краткосрочная часть долгосрочной задолженности	<b>3 163</b>	<b>4 862</b>
<b>Итого краткосрочная задолженность по кредитам и займам и доля долгосрочной задолженности, подлежащая погашению в текущем периоде</b>	<b>5 498</b>	<b>7 838</b>

Клиентские депозиты представляют собой срочные депозиты клиентов дочерних банков Компании, выраженные в рублях и иностранной валюте. Процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,5% до 15,75% и валютным депозитам составляет от 0,3% до 11,6%.

Средневзвешенная процентная ставка по векселям к уплате на 31 декабря 2010 г. составила 5,06%. Векселя учитываются по амортизируемой стоимости.

Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК «ЮКОС», в основном, представляют собой заемные средства, первоначально привлеченные от компаний, которые входили в состав группы ЮКОС на дату выпуска векселей. Векселя, в основном, подлежат уплате по предъявлению, и ставка по ним составляет от 0% до 18%. Векселя учитываются по амортизируемой стоимости.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 14. Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность (продолжение)

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% и срок погашения которых наступил в конце 2007 года. Компания частично погасила указанные обязательства в связи с исполнением решения суда (см. Примечание 22).

В 2010 году Компания получила денежные средства по сделкам РЕПО и отразила данные операции как обеспеченный займ. На 31 декабря 2010 г. обязательства по сделкам РЕПО составили 825 млн руб. (27 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.) и были обеспечены корпоративными облигациями, принадлежащими Компании и имеющими справедливую стоимость 31 млн долл. США (см. Примечание 4).

В течение 2010 года Компания произвела списание непредъявленных векселей с истекшим сроком исковой давности и признала доход в сумме 178 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов, нетто.

По состоянию на 31 декабря долгосрочная задолженность включает:

	2010 г.	2009 г.
Банковские кредиты – иностранная валюта	20 716	18 767
Банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» – доллары США	110	1 415
Клиентские депозиты – иностранная валюта	44	55
Клиентские депозиты – рубли	277	208
Векселя к уплате	69	60
Векселя к уплате – компании аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	–	1
Прочие	4	25
	<b>21 220</b>	<b>20 531</b>
Краткосрочная часть долгосрочной задолженности	<b>(3 163)</b>	<b>(4 862)</b>
<b>Итого задолженность по долгосрочным кредитам и займам</b>	<b>18 057</b>	<b>15 669</b>

Процентные ставки по долгосрочным кредитам, выраженным в иностранной валюте, составляют от ЛИБОР плюс 0,58% до ЛИБОР плюс 3,25%. Обеспечением по данным кредитам, в основном, являются экспортные поставки нефти.

На 31 декабря 2010 г. банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз», представляют собой долгосрочный кредит, полученный через государственный банк, со ставкой ЛИБОР плюс 0,7% с ежемесячным погашением равными долями. Данный кредит планируется к полному погашению в 2011 году. Обеспечением по данному кредиту является дебиторская задолженность по долгосрочному экспортному контракту на поставку нефти (см. Примечание 22).

Клиентские депозиты включают в себя срочные депозиты клиентов дочерних банков, выраженные в рублях и иностранной валюте. Процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 1,0% до 16,25%, и от 0,75% до 14,5% по депозитам в иностранной валюте.

Средневзвешенная процентная ставка по векселям к уплате на 31 декабря 2010 г. составила 12,53%. Векселя учитываются по амортизируемой стоимости.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 14. Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность (продолжение)

В основном, долгосрочные банковские кредиты 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.

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

Вследствие приобретения чистых активов и привлечения финансирования в ходе приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» в декабре 2004 года, Компания нарушила некоторые финансовые и другие ограничительные условия действующих кредитных договоров по состоянию на 31 декабря 2004 г. С учетом полученных в предыдущие годы писем об освобождении требований кредиторов, связанных с нарушением ограничительных условий, касающихся выплат по решению суда задолженности перед «ЮКОС Капитал С.а.р.л.», (см. Примечание 22), а также соблюдения требований полной реструктуризации всех налоговых обязательств реорганизованного ОАО «Юганскнефтегаз» (см. Примечание 20), Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах по состоянию на 31 декабря 2010 г. и 2009 г. Письма об освобождении требований кредиторов получены на период до окончания срока действия соответствующих кредитных соглашений.

График погашения долгосрочной задолженности по состоянию на 31 декабря 2010 г. приведен ниже:

	<u>2010 г.</u>
2011	3 163
2012	2 143
2013	659
2014	623
2015 и позже	<u>14 632</u>
<b>Итого долгосрочная задолженность, включая краткосрочную часть</b>	<b><u><u>21 220</u></u></b>

##### 15. Обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам

По состоянию на 31 декабря обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам Компании включают:

	<u>2010 г.</u>	<u>2009 г.</u>
Налог на добычу полезных ископаемых	1 103	901
Налог на добавленную стоимость	347	302
Акцизы	135	159
Налог на доходы физических лиц	16	19
Налог на имущество	66	57
Налог на прибыль	205	137
Прочие	<u>99</u>	<u>52</u>
<b>Итого обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам</b>	<b><u><u>1 971</u></u></b>	<b><u><u>1 627</u></u></b>

Обязательства по вышеуказанным налогам включают соответствующую текущую часть долгосрочной реструктуризированной задолженности (см. Примечание 20).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 16. Акционерный капитал

18 июня 2010 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2009 года в сумме 24,4 млрд руб. или 2,3 руб. на одну акцию, что составляет 782 млн долл. США или 0,07 долл. США на одну акцию по официальному курсу ЦБ РФ на дату утверждения дивидендов. Из них 714 млн долл. США относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям в сумме 7 млн долл. США.

В 2009 году Компания выкупила 747 112 шт. собственных акций за 117,3 млн руб. или 157 руб. за одну акцию, что составило 3,8 млн долл. США или 5,05 долл. США за одну акцию по официальному курсу ЦБ РФ на даты проведения операций.

В декабре 2010 года Компания реализовала 1 807 513 шт. собственных акций за 392,2 млн руб. или 217 руб. за одну акцию, что составило 12,7 млн долл. США или 7,03 долл. США за одну акцию по официальному курсу ЦБ РФ на даты проведения операций.

##### Финансовый результат сделки со связанной стороной под общим контролем

В декабре 2008 года Компания реализовала 25% принадлежащих ей акций ОАО «Дальтрансгаз». Сумма сделки составила 2,6 млрд руб. (90,8 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату транзакции). Прибыль от продажи, уменьшенная на сумму налога на прибыль в размере 8,6 млн долл. США, составила 33,3 млн долл. США. Сделка состоялась со связанной стороной под общим контролем, в связи с чем Компания отразила данную прибыль за вычетом суммы налога на прибыль в составе добавочного капитала.

##### Суммы к распределению среди акционеров

Основой для распределения прибыли служит бухгалтерская отчетность ОАО «НК «Роснефть», составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по ГААП США (см. Примечание 2). 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.

##### 17. Экспортная пошлина

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
<i>Реализация нефти и газа</i>			
Экспортная пошлина	13 031	9 441	17 200
<i>Реализация нефтепродуктов и нефтехимии</i>			
Экспортная пошлина	3 712	2 690	4 806
<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>16 743</b>	<b>12 131</b>	<b>22 006</b>

С 1 июля 2010 г. ставка экспортной пошлины была увеличена с 0 до 69,9 долл. США (на тонну) применительно к экспортируемой нефти, добытой на месторождениях Восточной Сибири. Данное изменение учтено при расчете объемов чистых доказанных запасов нефти и газа, раскрытых в Дополнительной информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа (неаудированные данные) в консолидированной финансовой отчетности Компании на 31 декабря 2010 г.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 18. Налог на прибыль и прочие налоги

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

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Текущий налог на прибыль	2 897	2 106	3 394
Доход по отложенному налогу на прибыль	(253)	(106)	(1 490)
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>2 644</b>	<b>2 000</b>	<b>1 904</b>

Компания не является налогоплательщиком по консолидированной отчетности, то есть каждое дочернее предприятие предоставляет отдельную декларацию в соответствующие налоговые органы в основном в Российской Федерации.

Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетности и налоговыми данными, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря:

	2010 г.	2009 г.
<i>Отложенный актив по налогу на прибыль, возникший в результате налогового эффекта по следующим статьям:</i>		
Обязательства, связанные с выбытием активов	209	178
Основные средства	54	57
Авансы выданные и прочие оборотные средства	18	5
Дебиторская задолженность	31	17
Кредиторская задолженность и начисления	82	66
Товарно-материальные запасы	9	14
Долгосрочные финансовые вложения	34	22
Процентный своп	39	31
Прочие	96	131
<b>Итого отложенный налоговый актив</b>	<b>572</b>	<b>521</b>
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	(273)	(222)
<b>Отложенный актив по налогу на прибыль нетто</b>	<b>299</b>	<b>299</b>
<i>Отложенное обязательство по налогу на прибыль, возникшее в результате налогового эффекта по следующим статьям:</i>		
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(2 409)	(2 359)
Основные средства и прочее	(2 585)	(2 915)
<b>Отложенное обязательство по налогу на прибыль</b>	<b>(4 994)</b>	<b>(5 274)</b>
<b>Чистое отложенное обязательство по налогу на прибыль</b>	<b>(4 695)</b>	<b>(4 975)</b>

Классификация отложенного налога:

	2010 г.	2009 г.
Отложенные налоговые активы – текущие	174	174
Отложенные налоговые активы – долгосрочные	125	125
Задолженность по отложенным налогам – текущая	(86)	(77)
Задолженность по отложенным налогам – долгосрочная	(4 908)	(5 197)

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 18. Налог на прибыль и прочие налоги (продолжение)

Несмотря на то, что Компания не является единым налогоплательщиком на основе консолидированной отчетности, расчётная сумма налога на прибыль соотносится с фактическими расходами за годы, оканчивающиеся 31 декабря, следующим образом:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Прибыль до налогообложения и доли меньшинства	13 316	8 519	13 119
Ставка налога на прибыль	20,00%	20,00%	24,00%
Расчётный налог на прибыль	2 663	1 704	3 149
Добавить/(исключить) влияние следующих факторов:			
Изменение величины резерва под отложенный актив по налогу на прибыль	50	(15)	102
Эффект льготных ставок по налогу на прибыль	(331)	(175)	(167)
Перерасчет налога на прибыль за предыдущие периоды	–	4	7
Непризнанные налоговые выгоды	20	2	(4)
Эффект изменения ставки по налогу на прибыль	–	–	(956)
Постоянные разницы, возникающие вследствие:			
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу, нетто	362	493	373
Курсовые разницы, нетто	(20)	(90)	(814)
Пени за неуплату налогов	3	–	56
Прочие постоянные разницы	(103)	77	158
<b>Налог на прибыль</b>	<b>2 644</b>	<b>2 000</b>	<b>1 904</b>

«Эффект льготных ставок по налогу на прибыль» в таблице выше представляет собой эффект пониженных ставок по налогу на прибыль для ОАО «НК «Роснефть» и некоторых ее дочерних обществ в соответствии с региональным законодательством. В соответствии с данными законами, льгота в виде снижения ставки налога на 4%-4,5% предоставляется предприятиям, добывающим нефть и газовый конденсат, реализующим на территории регионов программы капитальных вложений, согласованные с администрацией регионов, участвующим в реализации социальных программ. Данная льгота предоставляется на ежегодной основе.

«Эффект изменения ставки по налогу на прибыль» в таблицах выше представляет собой эффект от уменьшения ставки налога на прибыль с 24% до 20%. Данные изменения налогового законодательства приняты Федеральным Законом от 30 декабря 2008 г. № 305-ФЗ и вступили в силу с 1 января 2009 г.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Компания провела анализ своих налоговых позиций на наличие неопределенности в признании и оценке по ним. На основании анализа Компания считает, что большинство налоговых позиций, указанных в декларации по налогу на прибыль, которые уменьшают налоговую базу по налогу на прибыль, с вероятностью скорее да, чем нет, выдержат проверку налоговых органов, что подтверждается результатами проведенных проверок деклараций по налогу на прибыль.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 18. Налог на прибыль и прочие налоги (продолжение)

Кроме налога на прибыль Компания начислила следующие налоги:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	9 051	6 502	12 817
Акцизы	1 105	893	1 120
Налог на имущество	284	236	261
Прочие	480	430	612
<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>10 920</b>	<b>8 061</b>	<b>14 810</b>

##### 19. Обязательства, связанные с выбытием активов

Изменение обязательств, связанных с выбытием активов, выглядит следующим образом:

	2010 г.	2009 г.
Обязательства, связанные с выбытием активов, на начало отчетного периода	1 772	1 896
Признание дополнительных обязательств по новым скважинам	88	15
Прирост обязательств	107	87
Увеличение/(уменьшение) обязательств в результате изменения оценочных данных	383	(223)
Расходы, понесенные по ранее начисленным обязательствам	(22)	(3)
<b>Обязательства, связанные с выбытием активов, на конец отчетного периода</b>	<b>2 328</b>	<b>1 772</b>

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.

Законодательные акты Российской Федерации не предусматривают резервирования средств для финансирования обязательств, связанных с выбытием активов.

##### 20. Прочие долгосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря прочие долгосрочные обязательства включают:

	2010 г.	2009 г.
Реструктурированная задолженность по налогам	1 020	1 312
Обязательства по долгосрочной аренде	97	112
Доходы будущих периодов	20	53
Обязательства перед муниципальными органами по мировому соглашению	51	77
Обязательства по правам на использование товарных знаков «Сочи 2014» (Примечание 11)	38	52
Обязательства по восстановлению окружающей среды	111	–
Прочие	2	8
<b>Итого прочие долгосрочные обязательства</b>	<b>1 339</b>	<b>1 614</b>



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 20. Прочие долгосрочные обязательства (продолжение)

В феврале и марте 2008 года Компания получила подписанные постановления Правительства Российской Федерации и соответствующих органов власти субъектов Федерации и местных властей о реструктуризации соответствующей налоговой задолженности. План реструктуризации предусматривает выплату суммы реструктуризированной налоговой задолженности поквартально по установленному графику в течение пяти лет начиная с марта 2008 года. За годы, закончившихся 31 декабря 2010 и 2009 гг., сумма выплат без учета процентов составила, соответственно, 6 425 млн руб. и 3 486 млн руб. (210,4 млн долл. США и 144,3 млн долл. США, соответственно, по официальному курсу ЦБ РФ на даты выплат). Компания намерена предпринять все возможное, что зависит от действий самой Компании, чтобы в полном объеме соблюдать общие требования плана реструктуризации.

Сумма начисленных обязательств по восстановлению окружающей среды составила 145 млн долл. США на 31 декабря 2010 г. (16 млн долл. США на 31 декабря 2009 г.), из которых 34 млн долл. США (2009 – 16 млн долл. США) включены в краткосрочные обязательства (см. Примечание 13). Начисленные обязательства будут погашаться в течение пяти лет. Долгосрочная часть отражена с учетом ставки дисконтирования 11%.

##### 21. Операции со связанными сторонами

В ходе основной хозяйственной деятельности Компания регулярно взаимодействует с другими предприятиями, которые напрямую или косвенно контролируются Правительством Российской Федерации. Такими предприятиями являются ОАО «Газпром», ОАО «РЖД», ОАО «Сбербанк», «Внешэкономбанк», ОАО «Банк ВТБ», ОАО «Газпромбанк», ОАО «АК «Транснефть», а также органы федеральной власти, в том числе налоговые органы.

Суммы операций и остатков с компаниями, которые контролируются Правительством Российской Федерации, за каждый из отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря указаны в таблицах ниже:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
<b>Выручка от реализации и доходы</b>			
Реализация нефти и газа	248	164	163
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	644	293	616
Вспомогательные услуги и прочая реализация	50	103	83
Проценты к получению	228	95	54
	<b>1 170</b>	<b>655</b>	<b>916</b>
<b>Затраты и расходы</b>			
Производственные и операционные расходы	173	192	228
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	4 152	3 054	3 410
Прочие расходы	3	69	88
Проценты к уплате	8	109	220
Банковская комиссия	9	12	16
	<b>4 345</b>	<b>3 436</b>	<b>3 962</b>

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

**21. Операции со связанными сторонами (продолжение)**

	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
<i>Прочие операции</i>			
Реализация краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений	–	505	1 180
Приобретение краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений	21	31	1 693
Поступление краткосрочных и долгосрочных кредитов	–	2	2 921
Выплата краткосрочных и долгосрочных кредитов	1 412	3 466	2 670
Депозиты размещенные	3 466	1 897	48
Депозиты погашенные	797	86	–
		<b>31 декабря 2010 г.</b>	<b>31 декабря 2009 г.</b>
<i>Активы</i>			
Денежные средства и их эквиваленты		677	755
Дебиторская задолженность		171	40
Авансы выданные и прочие оборотные средства		502	395
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения		6 287	2 309
		<b>7 637</b>	<b>3 499</b>
<i>Обязательства</i>			
Кредиторская задолженность		50	56
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)		114	1 417
		<b>164</b>	<b>1 473</b>

Суммы операций со связанными сторонами (за исключением компаний, контролируемых Правительством Российской Федерации), в основном являющимися компаниями, учитываемыми по методу участия в капитале, или совместными предприятиями, за каждый из отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря указаны в таблицах ниже:

	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
<i>Выручка от реализации и доходы</i>			
Реализация нефти и газа	43	27	43
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	130	115	227
Вспомогательные услуги и прочая реализация	203	336	362
Проценты к получению	36	27	11
Доход от дивидендов	37	178	61
	<b>449</b>	<b>683</b>	<b>704</b>
<i>Затраты и расходы</i>			
Производственные и операционные расходы	343	261	203
Покупка нефти и нефтепродуктов	1 480	1 342	774
Прочие расходы	111	218	207
Проценты к уплате	3	–	3
	<b>1 937</b>	<b>1 821</b>	<b>1 187</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 21. Операции со связанными сторонами (продолжение)

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
<i>Прочие операции:</i>			
Приобретение краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений	8	121	–
Поступление краткосрочных и долгосрочных кредитов	1	78	373
Выплата краткосрочных и долгосрочных кредитов	141	1	219
Кредиты/займы выданные	162	69	147
Погашение кредитов/займов выданных	4	3	74
		<b>31 декабря 2010 г.</b>	<b>31 декабря 2009 г.</b>
<i>Активы</i>			
Дебиторская задолженность		247	225
Авансы выданные и прочие оборотные средства		9	7
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения		460	569
		<b>716</b>	<b>801</b>
<i>Обязательства</i>			
Кредиторская задолженность		132	215
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)		258	364
		<b>390</b>	<b>579</b>

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки

###### Политико-экономическая ситуация в России

В России продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной систем, которые отвечали бы требованиям рыночной экономики. Стабильность российской экономики будет во многом зависеть от хода реформ в указанных областях, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики. Кроме того, нормы законодательства, их толкование, правоприменительная и судебная практика продолжают изменяться. В числе прочих норм законодательства и прочих ограничений существенное влияние на отрасль деятельности Компании оказывают следующие вопросы: права на недропользование, защита окружающей среды, рекультивация земли и ликвидация последствий деятельности, транспортировка и экспорт, корпоративное управление, налогообложение и прочее.

Российская экономика подвержена влиянию рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мировой экономике. Мировой финансовый кризис привел к нестабильности на рынках капитала, существенному ухудшению ликвидности в банковском секторе и ужесточению условий кредитования внутри России. Несмотря на стабилизационные меры, предпринимаемые Правительством Российской Федерации с целью обеспечения ликвидности и рефинансирования зарубежных займов российских банков и компаний, существует неопределенность относительно возможности доступа к источникам капитала, а также стоимости капитала для Компании и ее контрагентов, что может повлиять на консолидированное финансовое положение, консолидированные результаты операций и экономические перспективы Компании.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

###### Политико-экономическая ситуация в России (продолжение)

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.

###### 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 жесткий режим 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.

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.

Российские 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 компаниями Группы, 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 финансового положения Группы и результатов ее операционной деятельности. Руководство Компании полагает, что подход, принятый в отношении налоговых последствий определения рыночных цен, является рациональным и не окажет существенного влияния на финансовую отчетность Компании. 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 и результаты операций Компании.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

###### Налогообложение (продолжение)

В течение 2009 и 2010 годов налоговые органы продолжали налоговые проверки Компании и ее дочерних обществ по результатам деятельности за 2007–2009 годы. Результаты проверок, по мнению Компании, не окажут существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты операций. Налоговые годы или периоды до 2007 года не подлежат проверкам.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. существует возможный риск невозмещения 1,2 млрд руб. (39 млн. долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.), отраженных в составе НДС к возмещению из бюджета (см. Примечание 5).

Руководство Компании полагает, что последствия данных исков 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 разработке месторождений и геологоразведке, 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 2010 г. Компания имеет договорные обязательства по капитальному строительству и приобретению основных средств на сумму приблизительно 100,3 млрд руб. (3,3 млрд долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.).

###### Вопросы защиты окружающей среды

В силу специфики деятельности, Роснефть и ее дочерние общества подпадают под действие федерального законодательства об охране окружающей среды. Большая часть финансовых обязательств в сфере экологии возникает как результат выбросов вредных веществ в атмосферу, случайного разлива загрязняющих веществ на рельеф местности и размещения отходов. Выплаченные суммы, включая штрафные санкции и иные обязательства за загрязнение окружающей среды, Компания считает незначительными в масштабах своей деятельности.

В своей операционной деятельности Компания стремится соответствовать международным стандартам по охране окружающей среды и постоянно контролирует соответствие данным стандартам. В целях улучшения природоохранной деятельности, Компания предпринимает ряд мероприятий по уменьшению отрицательного воздействия текущей деятельности на окружающую среду.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

###### Вопросы защиты окружающей среды (продолжение)

В Российской Федерации законодательство, регулирующее защиту окружающей среды, находится в стадии развития, и Компания оценивает свои обязательства в соответствии с ним. В настоящее время не представляется возможным оценить с достаточной точностью обязательства Компании, которые могут возникнуть в случае внесения изменений в законодательство.

Тем не менее, руководство Компании считает, что при условии сохранения существующего законодательства Компания не имеет вероятных обязательств, которые необходимо было бы доначислить сверх сумм, уже отраженных в настоящей консолидированной финансовой отчетности, и которые могут иметь существенное негативное влияние на результаты хозяйственной деятельности или на финансовое состояние Компании.

###### Расходы на социальную деятельность и спонсорство

Компания обязана обеспечивать функционирование объектов социальной сферы, которые не находятся в собственности Компании и не показаны в настоящей консолидированной финансовой отчетности, предназначенных для использования сотрудниками Компании, а также несет и другие социальные и спонсорские расходы. Компания получает региональные налоговые льготы для дальнейшего развития бизнеса, частично в связи с осуществлением вышеуказанных расходов.

Расходы Компании на социальную деятельность и спонсорство составили 116 млн долл. США, 198 млн долл. США и 139 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 годах, соответственно. Данные расходы учтены в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов.

###### Пенсионное обеспечение

Компания и ее дочерние предприятия производят 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. В 2010, 2009 и 2008 годах Компания перечислила и отразила в расходах по корпоративному пенсионному плану 90 млн долл. США, 95 млн долл. США и 83 млн долл. США, соответственно.

###### Гарантии и возмещения

По состоянию на 31 декабря 2010 г. Компания предоставила гарантии в качестве обеспечения некоторых кредитных договоров, в основном для дочерних обществ. В соответствии с заключенными договорами Компания принимает обязательство перед банками исполнить гарантированные обязательства и уплатить банку всю сумму неуплаченных гарантированных обязательств, включая проценты.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

###### Гарантии и возмещения (продолжение)

Все платежи, которые Компания должна осуществить по предоставленным гарантиям, осуществляются без какого-либо зачета или встречного требования. Обязательства Компании по выданным гарантиям действительны при любом изменении гарантированных обязательств. После уплаты и полного удовлетворения всех сумм в соответствии с гарантиями Компания имеет право осуществить свои права на передачу своей части всех соответствующих прав банка в отношении заемщика в соответствии с кредитными договорами. В случае если Компания осуществляет платеж по гарантии, у нее возникает право обратного требования этого платежа у дебитора.

В январе 2007 года ООО «РН-Юганскнефтегаз» заключило договор поручительства по исполнению платежных и иных обязательств ООО «РН-Энерго», 100% дочернего общества Компании, по договору энергоснабжения с ОАО «Тюменская энергосбытовая компания», сроком до 31 декабря 2010 года в сумме 1,5 млрд рублей (49 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.). Действие договора поручительства прекращено с 1 января 2011 г. в связи с окончанием срока действия договора энергоснабжения.

В ноябре 2009 года Роснефть заключила договор поручительства по исполнению платежных и иных обязательств ООО «РН-Туапсинский НПЗ», 100% дочернего общества Роснефти, по договору поставки газотурбинных агрегатов компанией Siemens Industrial Turbomachinery AB на срок до 30 сентября 2012 г. в сумме 960 млн шведских крон (141 млн долл. США по кросс-курсу, основанному на данных ЦБ РФ, на 31 декабря 2010 г.). В ноябре 2009 года Роснефть подписала кредитное соглашение с западным банком на финансирование данного договора поставки.

В октябре 2010 года Компания заключила соглашение о приобретении 50% доли в компании Ruhr Oel GmbH и прав продавца по соглашению о совместном предприятии на сумму 1,6 млрд долл. США. Итоговая сумма сделки подлежит корректировке на момент завершения транзакции. Завершение приобретения ожидается в первом полугодии 2011 года Компания предоставила в пользу продавца гарантию возмещения убытков в случае одностороннего необоснованного отказа от завершения сделки на сумму до 200 млн долл. США. Компания будет учитывать инвестицию в компанию Ruhr Oel GmbH по методу участия в капитале.

###### Судебные разбирательства

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 арбитражах, 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.» в связи с четырьмя займами в совокупной сумме около 12,9 млрд рублей (423 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.). Отдельно, в августе 2007 года арбитраж, сформированный в соответствии с правилами Международной Торговой Палаты (МТП), вынес решение против ОАО «Самаранефтегаз» в сумме около 3,1 млрд руб. (102 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.) 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.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

###### Судебные разбирательства (продолжение)

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 о пересмотре 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 уплаты процентов, рассчитанных со ссылками на положения закона, сумма которых составляет около 160 млн долл. США на дату подачи иска.

Компания намерена приложить все возможные усилия для отстаивания своей позиции в рамках оставшихся судебных разбирательств в Англии. В настоящее время проведение предварительных слушаний по отдельным вопросам запланировано на май 2011 года.

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 которым в настоящий момент приостановлено.

2 июля 2010 г. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» подала заявление в Федеральный Окружной суд США по Южному Округу штата Нью-Йорк о признании указанного выше решения МТП, вынесенного против ОАО «Самаранефтегаз». Не позднее 12 августа 2010 г. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» также начал параллельный процесс в Арбитражном суде Самарской области о признании и приведении в исполнение данного решения в Российской Федерации. В соответствии с указанием Арбитражного суда Самарской области, ОАО «Самаранефтегаз» подало отзыв 4 октября 2010 г. В настоящее время слушание дела по существу назначено на 15 февраля 2011 г.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

###### Судебные разбирательства (продолжение)

15 октября 2010 г. ОАО «Самаранефтегаз» также подало ходатайство в Федеральный окружной суд США по Южному Округу штата Нью-Йорк об отказе в удовлетворении заявления «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» или, в качестве альтернативы, приостановлении его рассмотрения до разрешения параллельных судебных процессов в России. В ходе слушания, которое было проведено 7 января 2011 г., Федеральный окружной суд США по Южному округу штата Нью-Йорк удовлетворил ходатайство ОАО «Самаранефтегаз» и приостановил разбирательство до завершения параллельных судебных процессов в России. «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» обратилась с ходатайством о пересмотре данного определения Федерального окружного суда США по Южному Округу штата Нью-Йорк или о предоставлении права на его апелляцию; предоставление краткого изложения аргументов в отношении данного ходатайства обеими сторонами должно быть завершено в феврале 2011 года.

Компания и ее дочернее предприятие участвуют в арбитражных процессах против ОАО «Саханефтегаз» и ОАО «Ленанефтегаз» с целью возврата средств по отдельным договорам займа и договорам поручительства, в общей сумме 1 286 млн руб. (42 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.). Соответствующая сумма задолженности в размере 13 млн долл. США за вычетом резерва в размере 29 млн долл. США показана в строке «Долгосрочная дебиторская задолженность» консолидированного баланса (см. Примечание 12).

Компания являлась истцом в арбитражном процессе против ОАО «Национальный банк Траст» (далее «Траст»), касающемся возмещения по депозитарному договору. В декабре 2009 года стороны заключили мировое соглашение, согласно которому Траст согласен погасить до 1 апреля 2010 г., в дополнение к ранее взысканным средствам, задолженность в сумме 946 млн рублей (31 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2009 г.). В апреле 2010 года Траст полностью погасил свою задолженность.

В 2008, 2009 и 2010 годах Федеральная антимонопольная служба и ее территориальные органы («ФАС России») признали ОАО «НК «Роснефть» и некоторые компании, входящие в Группу, нарушившими отдельные положения антимонопольного законодательства при осуществлении продаж нефтепродуктов. Компания производит 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. В декабре 2010 года штраф уплачен в бюджет РФ. Общая сумма административных штрафов, обжалуемых в судебных инстанциях, на дату выпуска отчетности составляет 1 603 млн руб. (52,6 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.). Данные условные обязательства в той степени, в которой вероятность понесения соответствующих расходов высока, начислены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Компания 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.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные обязательства и возможные убытки (продолжение)

##### Лицензионные соглашения

В соответствии с лицензионными и другими соглашениями, периодически заключаемыми с региональными властями, Компании требуется поддерживать на определенном уровне расходы на здравоохранение, безопасность труда, защиту окружающей среды, а также капитальные расходы. Как правило, данные расходы включены в оперативные и капитальные бюджеты, и отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены в соответствии с существующей учетной политикой в части соответствующих расходов и затрат.

##### Поставки нефти

В январе 2005 года Роснефть заключила с Китайской Национальной Объединенной Нефтяной Корпорацией долгосрочный контракт на поставку в период с февраля 2005 года по декабрь 2010 года 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. Контрактные обязательства по поставке нефти истекают в январе 2011 года (см. Примечание 14).

В феврале 2009 года Роснефть заключила с Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией 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.

#### 23. Информация о производственных сегментах

Ниже приводится информация о производственных сегментах деятельности Компании в соответствии с требованиями FASB ASC 280 «Отчетность по сегментам». Компания определяет производственные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент геологоразведки и добычи занимается разведкой, освоением месторождений и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки, маркетинга и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. Корпоративные активы распределены в состав сегмента геологоразведки и добычи и сегмента переработки, маркетинга и сбыта пропорционально выручке данных сегментов. К категории прочих видов деятельности отнесены услуги по бурению, строительству, а также банковские, финансовые услуги и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность Компании осуществляется на территории Российской Федерации. Также географические регионы в Российской Федерации имеют по существу похожие экономические и нормативные условия. В связи с этим, Компания не раскрывает отдельно географические сегменты.

Основные аспекты учётной политики применительно к каждому из производственных сегментов соответствуют учётной политике, применявшейся при подготовке консолидированной финансовой отчётности. Операции по реализации товаров и услуг между производственными сегментами осуществляются по ценам, согласованным между Роснефтью и ее дочерними предприятиями.

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

**23. Информация о производственных сегментах (продолжение)**

Показатели производственных сегментов за 2010 год:

	<b>Геолого- разведка и добыча</b>	<b>Переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>Прочие виды деятельности</b>	<b>Итого исключение</b>	<b>Консолиди- рованные данные</b>
Выручка, поступившая от внешних потребителей	1 149	59 847	2 051	–	63 047
Межсегментная реализация	17 737	4 337	7 845	(29 919)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>18 886</b>	<b>64 184</b>	<b>9 896</b>	<b>(29 919)</b>	<b>63 047</b>
Производственные и операционные расходы и стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	2 348	3 746	1 084	–	7 178
Износ, истощение и амортизация	4 503	864	230	–	5 597
Операционная прибыль	10 111	28 167	5 140	(29 919)	13 499
Итого прочие расходы, нетто					(183)
Прибыль до налогообложения					13 316
<b>Итого активов</b>	<b>49 961</b>	<b>35 871</b>	<b>7 997</b>	<b>–</b>	<b>93 829</b>

Показатели производственных сегментов за 2009 год:

	<b>Геолого- разведка и добыча</b>	<b>Переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>Прочие виды деятельности</b>	<b>Итого исключение</b>	<b>Консолиди- рованные данные</b>
Выручка, поступившая от внешних потребителей	981	44 358	1 487	–	46 826
Межсегментная реализация	9 723	2 876	5 490	(18 089)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>10 704</b>	<b>47 234</b>	<b>6 977</b>	<b>(18 089)</b>	<b>46 826</b>
Производственные и операционные расходы и стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	1 935	3 239	740	–	5 914
Износ, истощение и амортизация	3 405	755	190	–	4 350
Операционная прибыль	5 172	17 437	4 608	(18 089)	9 128
Итого прочие расходы, нетто					(609)
Прибыль до налогообложения					8 519
<b>Итого активов</b>	<b>47 531</b>	<b>28 522</b>	<b>7 179</b>	<b>–</b>	<b>83 232</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 23. Информация о производственных сегментах (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2008 год:

	Геолого- разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Прочие виды деятельности	Итого исключение	Консолиди- рованные данные
Выручка, поступившая от внешних потребителей	1 967	65 456	1 568	–	68 991
Межсегментная реализация	10 736	3 549	5 291	(19 576)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>12 703</b>	<b>69 005</b>	<b>6 859</b>	<b>(19 576)</b>	<b>68 991</b>
Производственные и операционные расходы и стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	2 447	4 288	779	–	7 514
Износ, истощение и амортизация	3 060	748	175	–	3 983
Операционная прибыль	6 385	22 097	4 099	(19 576)	13 005
Итого прочие доходы, нетто					114
Прибыль до налогообложения					13 119
<b>Итого активов</b>	<b>44 934</b>	<b>24 002</b>	<b>8 577</b>	<b>–</b>	<b>77 513</b>

Расшифровка выручки в разрезе реализации на внутреннем и внешнем рынках представлена ниже, при этом классификация экспортной выручки основана на стране регистрации иностранного покупателя.

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
<b>Реализация нефти и газа</b>			
Реализация сырой нефти на экспорт – Европа и прочие направления	22 895	18 275	25 648
Реализация сырой нефти на экспорт – Азия	9 824	4 744	7 815
Реализация сырой нефти на экспорт – СНГ	1 363	1 313	2 084
Реализация сырой нефти на внутреннем рынке	269	134	154
Реализация газа на внутреннем рынке	416	354	401
<b>Всего реализация нефти и газа</b>	<b>34 767</b>	<b>24 820</b>	<b>36 102</b>
<b>Реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>			
Реализация нефтепродуктов на экспорт – Европа и прочие направления	8 401	6 827	9 607
Реализация нефтепродуктов на экспорт – Азия	5 985	4 895	6 556
Реализация нефтепродуктов на экспорт – СНГ	172	144	743
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	11 686	8 630	14 160
Реализации нефтехимии	416	240	404
<b>Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>	<b>26 660</b>	<b>20 736</b>	<b>31 470</b>

Компания имела одного крупного покупателя в течение 2010 года, а также по одному в 2009 и 2008 годах, в отношении каждого из которых выручка составляла 10% и более в каждом из указанных периодов. Выручка от реализации данным покупателям составила 9 559 млн долл. США, 5 332 млн долл. США и 12 422 млн долл. США, или соответственно 15%, 11% и 18% от совокупной выручки от реализации. Указанная выручка от реализации, в основном, отражена в составе сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт». Руководство не считает, что Компания зависит от какого-либо конкретного покупателя.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками

Начиная с 1 января 2008 г., Компания применяет раздел FASB ASC 820, который определяет справедливую стоимость как цену, которая может быть получена за актив или уплачена за передачу обязательства на основном или наиболее благоприятном рынке для данного актива или обязательства в результате совершенной должным образом сделки между участниками рынка на дату оценки. FASB ASC 820 также устанавливает иерархию справедливой стоимости, которая предусматривает максимально возможное использование компанией поддающихся наблюдению данных при определении справедливой стоимости.

FASB ASC 820 определяет три уровня данных, которые могут быть использованы для определения справедливой стоимости:

*Уровень 1* – Котировочные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств, которые отчитывающаяся компания имеет возможность использовать на дату оценки. Активным рынком для актива или обязательства признается рынок, на котором сделки с активами или обязательствами осуществляются достаточно регулярно и в достаточном объеме для того, чтобы предоставлять информацию по ценам на постоянной основе.

*Уровень 2* – Поддающиеся наблюдению данные, не попавшие в Уровень 1, такие как котировочные цены на аналогичные активы и обязательства, котировочные цены на рынках, которые не являются активными, или оценки с помощью моделей, или другие данные, которые можно наблюдать или которые можно подкрепить наблюдаемыми рыночными данными.

*Уровень 3* – Не поддающиеся наблюдению данные для оценки активов или обязательств по справедливой стоимости. Эти данные отражают собственные оценки Компании в отношении оценок, которые могли бы использовать участники рынка при определении стоимости актива или обязательства.

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 2010 г.			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	154	575	–	729
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	129	358	–	487
Производные финансовые инструменты	–	77	–	77
Чистые активы для продажи	55	–	–	55
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	–	17	–	17
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>338</b>	<b>1 027</b>	<b>–</b>	<b>1 365</b>
<b>Краткосрочные обязательства:</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(191)	–	(191)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(191)</b>	<b>–</b>	<b>(191)</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2009 г.			Итого
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	434	57	–	491
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	24	186	–	210
Производные финансовые инструменты	–	3	–	3
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	20	18	–	38
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>478</b>	<b>264</b>	<b>–</b>	<b>742</b>
<b>Краткосрочные обязательства:</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(152)	–	(152)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(152)</b>	<b>–</b>	<b>(152)</b>

Рынок для ряда финансовых активов не является активным. В соответствии с требованиями FASB ASC 820-10-35-47 для определения справедливой стоимости таких активов были использованы наблюдаемые данные Уровня 2.

Компания в процессе осуществления своей деятельности подвержена различным финансовым рискам, в частности валютным рискам, рискам изменения цен на товары, рискам изменения процентной ставки и кредитным рискам. Компания управляет этими рисками и отслеживает их влияние на постоянной основе.

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, ценных бумаг, хранящихся до срока погашения, дебиторской и кредиторской задолженности, прочих оборотных средств приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей отчетности. Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в 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 2010 и 2009 гг. составила 18 555 млн долл. США и 17 916 млн долл. США, соответственно. Эта стоимость включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

Большую часть выручки Компания получает в долларах США. Кроме того, большая часть финансовой и инвестиционной деятельности, расчетов по обязательствам и договорам также осуществляется в долларах США. Однако значительная часть операционных и капитальных затрат, расчетов по прочим обязательствам и договорам, включая обязательства по налогам, осуществляются в рублях. В результате Компания подвержена валютному риску.

Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с укреплением рубля по отношению к доллару США и увеличением процентных расходов по кредитам, полученным Компанией. Данные инструменты не учитываются как операции хеджирования согласно FASB ASC 815.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)**

В декабре 2007 года Компания заключила сделку процентного свопа («SWAP») на пять лет, применяемую к условной сумме 3 млрд долл. США. Данная сделка позволяет конвертировать плавающую ставку ЛИБОР в определенную фиксированную ставку. Вторая сторона по сделке процентного SWAP имеет право расторгнуть сделку. Справедливая стоимость сделки SWAP была отражена в консолидированных балансах на 31 декабря 2010 и 2009 гг. в сумме 157,8 млн долл. США и 151,5 млн долл. США, соответственно, в составе прочих краткосрочных обязательств. Изменение справедливой стоимости было отражено как проценты к уплате в сумме 6,3 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В декабре 2008 года Компания заключила сделку процентного SWAP на пять лет, применяемую к условной сумме 500 млн долл. США. 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. Справедливая стоимость сделки SWAP была отражена в консолидированных балансах на 31 декабря 2010 г. в составе прочих краткосрочных обязательств в сумме 33,4 млн долл. США и на 31 декабря 2009 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 2,7 млн долл. США (см. Примечание 7). Изменение справедливой стоимости было отражено как проценты к уплате в сумме 36,1 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В октябре 2009 года Компания заключила договор структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальную сумму 500 млн долл. США (см. Примечание 4) и сроком действия, истекшим в октябре 2010 года. На дату возврата депозита текущий обменный курс рубля к доллару не превысил значение курса конвертации, установленного в договоре.

В мае 2010 года Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 500 млн долл. США и 495 млн долл. США (см. Примечание 4) и одинаковыми сроками действия, истекающими в мае 2011 года. 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 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 11,1 млн долл. США (см. Примечание 7). Результирующее изменение справедливых стоимостей встроенных опционов было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 11,1 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В июне 2010 года Компания заключила договор структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальную сумму 200 млн долл. США (см. Примечание 4) и сроком действия, истекающим в июне 2011 года. 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. Встроенный опцион был отделен от основного контракта и отражен по справедливой стоимости в консолидированном балансе на 31 декабря 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 4,4 млн долл. США (см. Примечание 7). Изменение справедливой стоимости встроенного опциона было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 4,4 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)**

В июле 2010 года Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 250 млн долл. США и 500 млн долл. США (см. Примечание 4) и одинаковыми сроками действия, истекающими в июле 2011 года. 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 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 14,6 млн долл. США (см. Примечание 7). Результирующее изменение справедливых стоимостей встроенных опционов было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 14,6 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В сентябре 2010 года Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 100 млн долл. США и 150 млн долл. США (см. Примечание 4) и одинаковыми сроками действия, истекающими в сентябре 2011 года. 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 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 6,3 млн долл. США (см. Примечание 7). Результирующее изменение справедливых стоимостей встроенных опционов было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 6,3 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В октябре 2010 года Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 193 млн долл. США и 250 млн долл. США (см. Примечание 4) и одинаковыми сроками действия, истекающими в октябре 2011 года. 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 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 10,1 млн долл. США (см. Примечание 7). Результирующее изменение справедливых стоимостей встроенных опционов было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 10,1 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)**

В ноябре 2010 года Компания заключила с двумя банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальные суммы 557 млн долл. США и 400 млн долл. США (см. Примечание 4) и одинаковыми сроками действия, истекающими в ноябре 2011 года. 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 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 27,3 млн долл. США (см. Примечание 7). Результирующее изменение справедливых стоимостей встроенных опционов было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 27,3 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В декабре 2010 года Компания заключила договор структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой на номинальную сумму 100 млн долл. США (см. Примечание 4) и сроком действия, истекающим в декабре 2011 года. 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. Встроенный опцион был отделен от основного контракта и отражен по справедливой стоимости в консолидированном балансе на 31 декабря 2010 г. в составе прочих оборотных активов в сумме 2,9 млн долл. США (см. Примечание 7). Изменение справедливой стоимости встроенного опциона было отражено как прибыль от курсовых разниц в сумме 2,9 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2010 год.

В феврале и мае 2010 года Компания заключила валютные форвардные контракты, которые были использованы для экономического 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. В течение 2010 года все валютные форвардные контракты были исполнены.

Справедливая стоимость сделок процентного SWAP и встроенных опционов базируется на оценочных суммах, которые Компания выплатила бы или получила бы в случае завершения контрактов по состоянию на 31 декабря 2010 г.

**25. События после отчетной даты**

14 января 2011 г. ОАО «НК «Роснефть» и компания ВР («ВР») объявили о планах по созданию стратегического альянса для освоения углеводородных ресурсов российской части Арктики и проведению обмена акциями. Для обмена акциями ВР планирует выпустить обыкновенные акции в количестве, составляющем 5% от общего количества обыкновенных акций (включая акции, выпущенные для обмена), в обмен на 1 010 158 003 шт. акций ОАО «НК «Роснефть». Завершение обмена акциями и подписание окончательных соглашений о совместной деятельности по освоению Арктики планируется в первом полугодии 2011 года и до конца 2012 года, соответственно. Оба соглашения зависят от утверждения сторонами окончательных документов.

27 января 2011 г. ОАО «НК «Роснефть» и компания ExxonMobil достигли договоренности о совместном освоении углеводородных ресурсов Черного моря, которое начнется с разработки Туапсинского прогиба в российском шельфе Черного моря.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

В соответствии с FASB ASC 932 «Добывающие отрасли – нефть и газ» подраздел 235 «Примечания к финансовой отчетности» Компания предоставляет дополнительную информацию о своих операциях, связанных с нефтегазодобывающей деятельностью. Несмотря на то, что 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 соответствии с FASB ASC 932-235-50-1C Компания не предоставляет полную детализированную информацию о компаниях, учитываемых по методу участия в капитале, за нематериальностью результатов в сравнении с результатами консолидируемых компаний.

##### Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

###### Консолидированные компании:

	31 декабря	
	2010 г.	2009 г.
Стоимость основных средств, относящихся к запасам нефти и газа:		
Доказанным	62 960	56 175
Недоказанным	4 104	4 131
<b>Итого капитализированные затраты</b>	<b>67 064</b>	<b>60 306</b>
Накопленная амортизация, износ, истощение и оценочные резервы	(18 370)	(13 977)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>48 694</b>	<b>46 329</b>

Доля Компании в капитализированных затратах компаний, учитываемых по методу участия в капитале, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составила 2 631 млн долл. США и 2 547 млн долл. США, соответственно.

Остаточная стоимость прав на добычу по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составила 16,2 млрд долл. США и 16,8 млрд долл. США, соответственно.

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

###### Консолидированные компании:

	2010 г.	2009 г.	2008 г.
Затраты на приобретение запасов нефти и газа:			
Доказанных	–	–	246
Недоказанных	140	96	264
Затраты на геологоразведочные работы	439	325	248
Затраты на разработку	6 618	5 422	6 405

Доля Компании в затратах, связанных с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа, компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в 2010, 2009 и 2008 годах составила 324 млн долл. США, 493 млн долл. США и 483 млн долл. США, соответственно.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

##### *Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа*

<i>Консолидированные компании:</i>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
Выручка:			
Выручка от реализации на сторону	<b>18 284</b>	13 463	18 712
Передача	<b>12 902</b>	10 056	16 308
<b>Итого выручка</b>	<b>31 186</b>	23 519	35 020
Затраты на добычу (не включая налоги)	<b>2 319</b>	1 869	1 976
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	<b>740</b>	630	771
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	<b>439</b>	325	248
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	<b>107</b>	87	120
Износ, истощение, амортизация и оценочные резервы	<b>4 503</b>	3 318	3 060
Налоги, кроме налога на прибыль	<b>10 034</b>	6 867	13 261
Налог на прибыль	<b>1 845</b>	1 029	1 779
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>11 199</b>	9 394	13 805

Определение выручки основано на рыночных ценах в пункте поставки нефти добывающими предприятиями.

Доля Компании в результатах деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в 2010, 2009 и 2008 годах составила в 234 млн долл. США, 229 млн долл. США и 437 млн долл. США, соответственно.

##### *Информация об объемах запасов*

Порядок формирования и представления в отчетности информации о доказанных запасах регулируется Комиссией по ценным бумагам и биржам США. Оценка запасов Компании на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. была произведена инженерами-нефтяниками – внешней независимой стороной.

Доказанные запасы нефти и газа Компании расположены исключительно на территории Российской Федерации.

Доказанные запасы представляют собой объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с достаточной долей вероятности будут экономически производимыми в будущих периодах из определенных месторождений при существующих экономических условиях, методах добычи и государственном регулировании. 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, если пролонгация таких соглашений обоснованно вероятна. 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, или для извлечения которых требуется оборудование, стоимость которого несопоставимо мала по сравнению со стоимостью новой скважины.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 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 доказанные 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 участками, которые определенно будут продуктивными после бурения, кроме тех случаев, когда существует надежная технология, которая с достаточной долей вероятности делает экономически обоснованной разработку более отдаленных участков. Непробуренные участки могут классифицироваться как имеющие доказанные неразрабатываемые запасы только в том случае, если утвержден план разработки, из которого следует, что разработка начнется в течение пяти лет, если определенные обстоятельства не обосновывают более длительный срок.

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 тех же продуктивных пластах, или аналогичных им, или существует иное свидетельство надежности технологии, дающее определенную степень уверенности. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Компания включила 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 2011 до 2051 года, при этом сроки действия лицензий на месторождения с наиболее существенными запасами истекают между 2013 и 2051 годом. 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 проводит изменение сроков действия лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок до окончания эксплуатации месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения текущих и будущих требований, предусмотренных лицензионными соглашениями. По состоянию на дату отчетности, деятельность Компании, в основном, соответствует требованиям лицензионных соглашений и направлена на обеспечение данного соответствия в будущем (см. Примечание 9).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

##### *Информация об объемах запасов (продолжение)*

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа Компании, а также их изменения за годы, окончившиеся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг., представлены в следующей 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):

<i>Консолидированные компании:</i>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
<i>Доказанные разрабатываемые и неразрабатываемые запасы</i>	<i>млн барр.</i>	<i>млн барр.</i>	<i>млн барр.</i>
Запасы на начало года	<b>13 951</b>	13 360	13 538
Пересмотр предыдущих оценок запасов	<b>319</b>	683	(244)
Увеличение и открытие новых запасов	<b>541</b>	703	837
Увеличение нефтеотдачи	–	–	–
Приобретение новых запасов	–	–	–
Добыча	<b>(841)</b>	(795)	(771)
Запасы на конец года	<b>13 970</b>	13 951	13 360
в том числе:			
Доказанные запасы по СРП Сахалин-1	<b>80</b>	66	80
<b>Доказанные разрабатываемые запасы</b>			
Запасы на начало года	<b>10 204</b>	10 032	10 456
Запасы на конец года	<b>9 769</b>	10 204	10 032
<b>Доказанные неразрабатываемые запасы</b>			
Запасы на начало года	<b>3 747</b>	3 328	3 082
Запасы на конец года	<b>4 201</b>	3 747	3 328
Неконтролирующие доли в доказанных запасах	<b>122</b>	103	38
Неконтролирующие доли в доказанных разрабатываемых запасах	<b>44</b>	37	12
<i>Доля Компании в объемах доказанных разрабатываемых и неразрабатываемых запасов нефти и газа компаний, учитываемых по методу участия в капитале:</i>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
Запасы на начало года	<b>1 195</b>	1 086	915
Пересмотр предыдущих оценок запасов	<b>66</b>	56	146
Увеличение и открытие новых запасов	<b>39</b>	121	98
Увеличение нефтеотдачи	–	2	–
Приобретение новых запасов	–	–	–
Добыча	<b>(72)</b>	(70)	(73)
Запасы на конец года	<b>1 228</b>	1 195	1 086

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

###### *Информация об объемах запасов (продолжение)*

Доля Компании в объемах доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в 2010, 2009 и 2008 годах составила 760 млн барр. нефтяного эквивалента, 769 млн барр. нефтяного эквивалента и 763 млн барр. нефтяного эквивалента, соответственно.

Эффект от применения ASU 2010-03 в целом по Группе (включая долю Компании, учитываемую по методу участия в капитале) по суммарным доказанным запасам составил 76 млн баррелей нефтяного эквивалента в сторону уменьшения по состоянию на конец 2010 года (2009 - 38 млн баррелей нефтяного эквивалента в сторону уменьшения).

###### *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 требованиями FASB ASC 932-235. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения среднего из цен на нефть и газ, действующих на первое число каждого из 12 месяцев перед отчетной датой к объемам расчетных чистых доказанных запасов Компании на конец года. 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 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 таблицах ниже 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 вышеуказанным FASB ASC 932-235, требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Компании или стоимости ее запасов нефти и газа.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)*

<i>Консолидированные компании:</i>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
Поступление денежных средств будущих периодов	<b>449 384</b>	383 839	223 464
Затраты будущих периодов на разработку	<b>(34 276)</b>	(29 301)	(18 353)
Затраты будущих периодов на добычу	<b>(215 802)</b>	(177 879)	(107 242)
Налог на прибыль будущих периодов	<b>(31 040)</b>	(27 550)	(15 585)
Чистые денежные потоки будущих периодов	<b>168 266</b>	149 109	82 284
10% дисконт по расчетным срокам денежных потоков	<b>(93 520)</b>	(79 563)	(46 783)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	<b>74 746</b>	69 546	35 501
<i>Компании, учитываемые по методу участия в капитале:</i>			
Поступление денежных средств будущих периодов	<b>43 594</b>	35 202	22 408
Затраты будущих периодов на разработку	<b>(4 132)</b>	(3 851)	(2 450)
Затраты будущих периодов на добычу	<b>(20 835)</b>	(13 831)	(11 368)
Налог на прибыль будущих периодов	<b>(3 648)</b>	(3 426)	(1 592)
Чистые денежные потоки будущих периодов	<b>14 979</b>	14 094	6 998
10% дисконт по расчетным срокам денежных потоков	<b>(8 542)</b>	(7 754)	(3 646)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	<b>6 437</b>	6 340	3 352
<b>Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидированным компаниям и компаниям, учитываемым по методу участия в капитале:</b>	<b>81 183</b>	<b>75 886</b>	<b>38 853</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

Эффект от применения ASU 2010-03 в целом по Группе (включая долю Компании, учитываемую по методу участия в капитале) на стандартизированную оценку чистых дисконтированных денежных потоков будущих периодов составил приблизительно 1,6 млрд долл. США в сторону уменьшения по состоянию на конец 2010 г. (2009 - 11 млрд долл. США в сторону уменьшения).

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

<i>Консолидированные компании:</i>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>	<b>2008 г.</b>
Реализация и передача добытых нефти и газа в течение периода	<b>(18 093)</b>	(14 153)	(19 012)
Чистое изменение цен реализации и передачи, затрат на добычу (извлечение), связанных с будущей добычей	<b>12 145</b>	35 895	(71 008)
Изменение расчетных будущих затрат на разработку	<b>(8 895)</b>	(8 155)	3 902
Затраты на разработку за период	<b>6 618</b>	5 426	6 411
Чистое изменение за счет пересмотра предыдущих данных о запасах	<b>1 720</b>	2 510	(275)
Чистое изменение за счет расширения границ месторождений, открытия новых запасов и повышения нефтеотдачи	<b>3 479</b>	8 800	2 376
Чистое изменение налога на прибыль	<b>(1 667)</b>	(6 059)	19 976
Начисление дисконта	<b>6 955</b>	3 550	8 238
Чистое изменение за счет покупки и продажи месторождений	-	-	-
Прочие	<b>2 938</b>	6 231	2 516
<b>Суммарное изменение дисконтированных будущих чистых денежных потоков за год</b>	<b>5 200</b>	34 045	(46 876)

Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств включает в себя долю прочих (миноритарных) акционеров в размере 685 млн долл. США, 892 млн долл. США и 142 млн долл. США на конец 2010, 2009 и 2008 годов, соответственно.



**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»**

**Консолидированная финансовая отчетность**

*на 31 декабря 2011 и 2010, и за 2011, 2010 и 2009 гг.  
и Заключение независимых аудиторов*

**Перевод с оригинала на английском языке**

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированная финансовая отчетность

на 31 декабря 2011 и 2010, и за 2011, 2010 и 2009 гг.

**Содержание**

Заключение независимых аудиторов.....	1
Консолидированная финансовая отчетность	
Консолидированные балансы .....	3
Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе.....	4
Консолидированные отчеты об изменениях в акционерном капитале .....	5
Консолидированные отчеты о движении денежных средств .....	6
Примечания к консолидированной финансовой отчетности.....	8

## Перевод с оригинала на английском языке

### Заключение независимых аудиторов

Акционерам и Совету директоров  
ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» («Компания») на 31 декабря 2011 и 2010 гг. и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе, об изменениях в акционерном капитале и о движении денежных средств за каждый год в трехлетнем периоде, окончившемся 31 декабря 2011 г. Ответственность за подготовку настоящей консолидированной финансовой отчетности лежит на руководстве Компании. Мы несем ответственность за формирование мнения об этой консолидированной финансовой отчетности на основании проведенных нами аудиторских проверок.

Мы провели наши аудиторские проверки в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. В соответствии с этими стандартами мы должны спланировать и провести аудиторскую проверку таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенных искажений в консолидированной финансовой отчетности. В нашу задачу не входило проведение аудита системы внутреннего контроля над составлением финансовой отчетности Компании. Аудит включает в себя рассмотрение системы внутреннего контроля над финансовой отчетностью как основы разработки процедур аудита, являющихся уместными в данных обстоятельствах, но не для целей выражения мнения относительно эффективности работы системы внутреннего контроля над финансовой отчетностью Компании. Соответственно, мы не выражаем такого мнения. Аудит также включает в себя выборочную проверку данных для документального подтверждения сумм, содержащихся в консолидированной финансовой отчетности, и раскрытой в ней информации. Кроме этого, аудит включает в себя анализ применяемых принципов бухгалтерского учета и существенных субъективных оценок, сделанных руководством, а также анализ общего представления консолидированной финансовой отчетности. Мы считаем, что проведенные нами аудиторские проверки дают нам достаточно оснований для выражения нашего мнения.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность во всех существенных отношениях дает достоверное представление о консолидированном финансовом положении Компании на 31 декабря 2011 и 2010 гг., а также о консолидированных результатах ее деятельности и движении ее денежных средств за каждый год в трехлетнем периоде, окончившемся 31 декабря 2011 г., в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета.

### Перевод с оригинала на английском языке

В дополнение к основной финансовой отчетности на странице 65 представлена информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, представление которой требуется в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета. Такая информация, хотя и не является частью основной финансовой отчетности, требуется Комитетом по стандартам финансового учета, который полагает, что она является существенно важной частью процесса подготовки и представления финансовой отчетности в надлежащем операционном, экономическом или историческом контексте. Мы провели определенные ограниченные процедуры по отношению к этой дополнительной информации в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки, которые состояли из опросов руководства Компании о методах подготовки этой информации и проверки соответствия информации ответам руководства на наши вопросы, а также проверки соответствия информации основной финансовой отчетности и другим сведениям, которые мы получили во время аудита основной финансовой отчетности. Мы не выражаем мнения и не обеспечиваем какую-либо иную степень уверенности в отношении этой информации, поскольку проведенные нами ограниченные процедуры не дают достаточных доказательств для выражения мнения или обеспечения какой-либо степени уверенности.

«ЭРНСТ ЭНД ЯНГ» ООО (подпись по оригиналу)

3 февраля 2012 г.

Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированные балансы

(В миллионах долларов США, за исключением данных по акциям)

		На 31 декабря	
	Прим.	2011 г.	2010 г.
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Оборотные средства:</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	3	5 172	4 154
Денежные средства с ограничением к использованию	3	117	30
Краткосрочные финансовые вложения	4	4 655	6 814
Дебиторская задолженность, нетто	5	9 036	7 512
Товарно-материальные запасы	6	4 011	2 111
Отложенные налоговые активы	18	216	174
Авансы выданные и прочие оборотные средства	7	2 435	2 156
Активы для продажи	8	–	92
<b>Итого оборотные средства</b>		<b>25 642</b>	<b>23 043</b>
<b>Внеоборотные средства:</b>			
Долгосрочные финансовые вложения	8	5 059	2 936
Долгосрочные банковские кредиты выданные, за вычетом резерва в сумме 31 и 16, соответственно		403	304
Основные средства, нетто	9	67 748	61 190
Деловая репутация	11	4 507	4 507
Нематериальные активы, нетто	11	702	767
Отложенные налоговые активы	18	218	125
Прочие внеоборотные средства	12	1 689	957
<b>Итого внеоборотные средства</b>		<b>80 326</b>	<b>70 786</b>
<b>Итого активы</b>		<b>105 968</b>	<b>93 829</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Краткосрочные обязательства:</b>			
Кредиторская задолженность и начисления	13	5 821	3 861
Краткосрочные кредиты и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	14	4 734	5 498
Обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам	15	2 146	1 971
Отложенные налоговые обязательства	18	127	86
Прочие краткосрочные обязательства		165	240
Обязательства по активам для продажи	8	–	37
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>12 993</b>	<b>11 693</b>
Обязательства, связанные с выбытием активов	19	2 642	2 328
Задолженность по долгосрочным кредитам и обязательствам	14	18 557	18 057
Отложенные налоговые обязательства	18	4 653	4 908
Прочие долгосрочные обязательства	20	321	1 339
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>26 173</b>	<b>26 632</b>
<b>Капитал:</b>			
Обыкновенные акции номинальной стоимостью 0,01 руб. (акции, выпущенные в обращение: 9 588 млн шт. и 9 599 млн шт. по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно)	16	20	20
Собственные акции, выкупленные у акционеров: (по цене приобретения: 1 010 млн шт. и 999 млн шт. на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно)		(7 615)	(7 511)
Добавочный капитал	16	12 899	13 110
Прочий совокупный доход/(убыток)		33	(20)
Нераспределенная прибыль		60 424	48 936
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>65 761</b>	<b>54 535</b>
Неконтролирующие доли		1 041	969
<b>Итого капитал</b>		<b>66 802</b>	<b>55 504</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>105 968</b>	<b>93 829</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе**

*(В миллионах долларов США, за исключением прибыли на акцию)*

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
		2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b>Выручка от реализации</b>				
Реализация нефти и газа	23	47 417	34 767	24 820
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	23	43 020	26 660	20 736
Вспомогательные услуги и прочая реализация		1 538	1 620	1 270
<b>Итого</b>		<b>91 975</b>	<b>63 047</b>	<b>46 826</b>
<b>Затраты и расходы</b>				
Производственные и операционные расходы		6 540	4 792	4 024
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		10 058	2 386	1 890
Общехозяйственные и административные расходы		1 785	1 584	1 416
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		7 329	6 980	5 414
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		448	439	325
Износ, истощение и амортизация		5 996	5 597	4 350
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов		146	107	87
Налоги, за исключением налога на прибыль	18	16 911	10 920	8 061
Экспортная пошлина	17	26 882	16 743	12 131
<b>Итого</b>		<b>76 095</b>	<b>49 548</b>	<b>37 698</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>15 880</b>	<b>13 499</b>	<b>9 128</b>
<b>Прочие доходы/(расходы)</b>				
Проценты к получению		658	547	516
Проценты к уплате		(320)	(580)	(605)
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов		(230)	(156)	(350)
Прибыль от реализации доли инвестиций		39	23	5
Доля в прибыли зависимых предприятий	8	577	60	112
Дивиденды и прибыли/(убытки) от совместной деятельности		11	11	(8)
Прочие расходы, нетто	4, 8, 20, 22	(260)	(120)	(350)
(Убыток)/прибыль от курсовых разниц		(649)	32	71
<b>Итого прочие расходы, нетто</b>		<b>(174)</b>	<b>(183)</b>	<b>(609)</b>
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>15 706</b>	<b>13 316</b>	<b>8 519</b>
Налог на прибыль	18	(3 117)	(2 644)	(2 000)
<b>Чистая прибыль</b>		<b>12 589</b>	<b>10 672</b>	<b>6 519</b>
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям		(137)	(272)	(5)
<b>Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти</b>		<b>12 452</b>	<b>10 400</b>	<b>6 514</b>
Прочий совокупный доход		53	2	18
<b>Совокупный доход</b>		<b>12 505</b>	<b>10 402</b>	<b>6 532</b>
Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в долларах США) – базовая и разводненная прибыль		1,30	1,08	0,68
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)		9 591	9 598	9 598

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.*

Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Консолидированные отчеты об изменениях в акционерном капитале

за годы, оканчивающиеся 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг.

(В миллионах долларов США, за исключением данных по акциям)

	Количество акций (млн шт.)	Обыкновенные акции	Добавочный капитал	Выкупленные акции	Накопленный прочий совокупный доход/ (убыток)	Нераспределенная прибыль	Итого акционерный капитал	Неконтролирующие доли	Итого капитал
<b>Остаток на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>9 598</b>	<b>20</b>	<b>13 108</b>	<b>(7 521)</b>	<b>(40)</b>	<b>33 336</b>	<b>38 903</b>	<b>695</b>	<b>39 598</b>
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	—	6 514	6 514	5	6 519
Выкуп акций	(1)	—	—	(4)	—	—	(4)	—	(4)
Нереализованная прибыль по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации	—	—	—	—	18	—	18	—	18
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	—	—	—	—	—	(600)	(600)	—	(600)
Дивиденды, объявленные миноритарным акционерам дочерних компаний	—	—	—	—	—	—	—	(7)	(7)
Изменение долей участия в дочерних компаниях	—	—	—	—	—	—	—	13	13
<b>Остаток на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>9 597</b>	<b>20</b>	<b>13 108</b>	<b>(7 525)</b>	<b>(22)</b>	<b>39 250</b>	<b>44 831</b>	<b>706</b>	<b>45 537</b>
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	—	10 400	10 400	272	10 672
Продажа акций	2	—	(1)	14	—	—	13	—	13
Нереализованная прибыль по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации	—	—	—	—	2	—	2	—	2
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	—	—	—	—	—	(714)	(714)	—	(714)
Дивиденды, объявленные миноритарным акционерам дочерних компаний	—	—	—	—	—	—	—	(6)	(6)
Изменение долей участия в дочерних компаниях	—	—	3	—	—	—	3	(3)	—
<b>Остаток на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>9 599</b>	<b>20</b>	<b>13 110</b>	<b>(7 511)</b>	<b>(20)</b>	<b>48 936</b>	<b>54 535</b>	<b>969</b>	<b>55 504</b>
Чистая прибыль за год	—	—	—	—	—	12 452	12 452	137	12 589
Выкуп акций (Примечание 16)	(11)	—	—	(104)	—	—	(104)	—	(104)
Результат от транзакции со связанной стороной под общим контролем (Примечание 16)	—	—	89	—	—	—	89	—	89
Нереализованный убыток по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации	—	—	—	—	(24)	—	(24)	—	(24)
Резерв по курсовым разницам	—	—	—	—	77	—	77	—	77
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям (Примечание 16)	—	—	—	—	—	(964)	(964)	—	(964)
Дивиденды, объявленные миноритарным акционерам дочерних компаний	—	—	—	—	—	—	—	(4)	(4)
Изменение долей участия в дочерних компаниях (Примечание 16)	—	—	(300)	—	—	—	(300)	(61)	(361)
<b>Остаток на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>9 588</b>	<b>20</b>	<b>12 899</b>	<b>(7 615)</b>	<b>33</b>	<b>60 424</b>	<b>65 761</b>	<b>1 041</b>	<b>66 802</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Консолидированные отчеты о движении денежных средств**

*(В миллионах долларов США)*

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
		2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b>Операционная деятельность</b>				
Чистая прибыль		12 589	10 672	6 519
Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:				
Эффект от курсовых разниц		(142)	(21)	(454)
Износ, истощение и амортизация		5 996	5 597	4 350
Затраты по непродуктивным скважинам		154	114	170
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов		230	156	350
(Прибыль)/убыток от списания активов и обязательств	4, 8, 20	(321)	31	—
Доход по отложенному налогу на прибыль	18	(189)	(253)	(106)
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов		146	107	87
Доля в прибыли зависимых предприятий	8	(577)	(60)	(112)
Прибыль от реализации доли инвестиций		(39)	(23)	(5)
Увеличение/(уменьшение) резерва по сомнительной задолженности и банковским кредитам выданным		22	47	(41)
Прибыль от списания векселей	14	(4)	(178)	(207)
Изменения в операционных активах и пассивах за вычетом приобретений:				
Увеличение дебиторской задолженности		(1 446)	(964)	(287)
Увеличение товарно-материальных запасов		(1 900)	(232)	(459)
Увеличение денежных средств с ограниченным использованием		(87)	(10)	(16)
Увеличение авансов выданных и прочих оборотных средств		(289)	(97)	(280)
(Увеличение)/уменьшение прочих внеоборотных средств		(4)	14	117
(Увеличение)/уменьшение долгосрочных банковских кредитов выданных		(114)	23	(2)
(Уменьшение)/увеличение процентов к уплате		(108)	63	128
Увеличение кредиторской задолженности и начислений		1 915	307	555
Увеличение обязательств по налогу на прибыль и прочим налогам		213	351	820
Уменьшение прочих краткосрочных и долгосрочных обязательств		(422)	(239)	(365)
Приобретение торговых ценных бумаг		(2 183)	(1 134)	(997)
Реализация торговых ценных бумаг		2 309	901	554
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>		<b>15 749</b>	<b>15 172</b>	<b>10 319</b>
<b>Инвестиционная деятельность</b>				
Капитальные затраты		(13 246)	(8 931)	(7 252)
Приобретение лицензий		(254)	(140)	(96)
Приобретение прав на использование товарных знаков «Сочи 2014»	11	(18)	(18)	(104)
Средства от реализации основных средств		58	55	33
Приобретение краткосрочных финансовых вложений, включая ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, депозиты и займы выданные		(2 114)	(4 190)	(2 911)
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		(1 185)	(692)	(225)
Выручка от погашения/реализации краткосрочных финансовых вложений, включая ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, депозиты и займы выданные		5 730	1 636	2 534
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		638	665	66
Приобретение краткосрочных векселей		(1 177)	(251)	—
Выручка от реализации краткосрочных векселей		354	—	—

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.*



**Перевод с оригинала на английском языке**

ОАО «НК «Роснефть»

**Консолидированные отчеты о движении денежных средств (продолжение)**

*(В миллионах долларов США)*

	За годы, оканчивающиеся			
	Прим.	2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b>Инвестиционная деятельность (продолжение)</b>				
Приобретение долгосрочных финансовых вложений, включая				
Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, и займы				
выданные		(21)	(193)	(628)
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		(66)	(10)	(1 035)
Выручка от погашения/реализации долгосрочных финансовых				
вложений, включая				
Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, и займы				
выданные		16	15	1
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации		2	1	3
Приобретение предприятий, дополнительных долей в дочерних				
компаниях и компаниях, учитываемых по методу участия в				
капитале, за вычетом приобретенных денежных средств	8, 16	(2 038)	(5)	(67)
Передача денежной маржи по сделке РЕПО		–	–	(293)
Возврат денежной маржи по сделке РЕПО		–	–	1 208
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		(1 053)	(403)	(22)
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		768	22	–
<b>Чистые денежные средства, использованные в</b>				
<b>    инвестиционной деятельности</b>		<b>(13 606)</b>	<b>(12 439)</b>	<b>(8 788)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>				
Поступление краткосрочных кредитов		897	274	1 029
Выплата краткосрочных кредитов		(626)	(779)	(7 180)
Поступление долгосрочных кредитов		3 842	5 910	11 844
Выплата долгосрочных кредитов		(4 044)	(5 235)	(5 939)
Оплата за приобретение собственных акций		(104)	–	(5)
Средства, полученные от реализации собственных акций		–	13	–
Дивиденды, выплаченные акционерам		(949)	(730)	(622)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам дочерних				
компаний		(4)	(11)	(4)
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой</b>				
<b>    деятельности</b>		<b>(988)</b>	<b>(558)</b>	<b>(877)</b>
Увеличение денежных средств и их эквивалентов		1 155	2 175	654
Денежные средства и их эквиваленты в начале отчетного периода		4 154	1 997	1 369
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их				
эквиваленты		(137)	(18)	(26)
<b>Денежные средства и их эквиваленты в конце отчетного</b>				
<b>    периода</b>		<b>5 172</b>	<b>4 154</b>	<b>1 997</b>
<b>Дополнительная информация, связанная с движением</b>				
<b>    денежных средств</b>				
Денежные средства, израсходованные на выплату процентов		805	618	690
Денежные средства, израсходованные на выплату процентов				
(за вычетом капитализированных процентов)		333	271	336
Денежные средства, израсходованные на уплату налога на				
прибыль		3 123	2 891	1 561
<b>Дополнительная информация, связанная с операциями в</b>				
<b>    неденежной форме</b>				
Взаимозачеты по налогу на прибыль		–	–	289

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.*

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности

на 31 декабря 2011 и 2010, и за 2011, 2010 и 2009 гг.

*(суммы в таблицах в млн долларов США, если не указано иное)*

#### 1. Общие сведения

##### *Характер деятельности*

Основной деятельностью Открытого Акционерного Общества (далее по тексту «ОАО») «Нефтяная компания «Роснефть» (далее по тексту «Роснефть») и его 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 года. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. в собственности ОАО «Роснефтегаз» находится 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 Российской Федерации и содержит сведения о разрабатываемом участке, сроках, финансовых и прочих условиях недропользования. Компания имеет ряд лицензий, выданных компетентными органами власти Российской Федерации на геологическое изучение, разведку и разработку нефтегазовых участков и месторождений на территориях, где располагаются ее дочерние предприятия.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 1. Общие сведения (продолжение)

##### *Характер деятельности (продолжение)*

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.

В таблице, приведенной ниже, перечислены существенные дочерние предприятия Роснефти, включенные в консолидированную финансовую отчетность, с указанием принадлежащей ей доли в уставном капитале на 31 декабря 2011 г.:

Название	Основная деятельность	Всего акции %	Голос. акции %
<b><u>Разведка и добыча</u></b>			
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Пурнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ООО «РН-Северная нефть»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	100,00	100,00
ЗАО «РН-Астра»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00
ОАО «Дагнефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	81,22	81,22
ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»	Разработка и добыча нефти и газа	68,70	68,70
ЗАО «Ванкорнефть»	Разработка и добыча нефти и газа	93,96	93,96
ОАО «Грознефтегаз»	Операторские услуги по добыче нефти и газа	51,00	51,00
ООО «РН-Эксплорейшп»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	Поиск и разведка месторождений	100,00	100,00
ООО «Восток-Шмидт Инвест»	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00
ООО «Запад-Шмидт Инвест»	Инвестиционная деятельность	100,00	100,00
ОАО «Восточно-сибирская нефтегазовая компания»	Разработка и добыча нефти и газа	99,52	99,52
ООО «Вал Шатского»	Разработка нефти и газа	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтегаз»	Разработка и добыча нефти и газа	100,00	100,00

Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

1. Общие сведения (продолжение)

Характер деятельности (продолжение)

Название	Основная деятельность	Всего	Голос.
		акции	акции
		%	%
<b>Нефтепереработка и сбыт</b>			
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-МЗ «Нефтепродукт»	Производство нефтепродуктов	65,42	65,42
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Ачинский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Ангарский завод полимеров»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ОАО «Сызранский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	100,00	100,00
ЗАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»	Переработка газа	100,00	100,00
ЗАО «Отраденский газоперерабатывающий завод»	Переработка газа	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-АРТАГ»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	64,18	78,59
ООО «РН-Архангельскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Кабардино-Балкарская Топливная Компания»	Торговля нефтепродуктами	99,81	99,89
ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	89,50	96,61
ОАО «НК «Роснефть»-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	85,99	85,99
ОАО «НК «Роснефть»-Курганнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	83,32	90,33
ОАО «НК «Роснефть»-Мурманскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	45,38	45,38
ООО «РН-Находканефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Смоленскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	66,67	86,97
ООО «РН-Туапсенефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ямалнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	49,52	49,52
ООО «РН-Востокнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ставрополье»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «РН-Трейд»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Экспоннефть»	Торговля нефтепродуктами	45,38	45,38
ЗАО «Иркутскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Самара-Терминал»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Бурятнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	97,48	98,88
ЗАО «Хакаснефтепродукт ВНК»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Томскнефтепродукт» ВНК	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Белгороднефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Брянскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Воронежнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Липецкнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Орелнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Пензанефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Тамбовнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Ульяновскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Ульяновск-Терминал»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 1. Общие сведения (продолжение)

##### Характер деятельности (продолжение)

Название	Основная деятельность	Всего	Голос.
		акции	акции
		%	%
ОАО «РН-Москва»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «НБА-Сервис»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Гермес-Москва»	Торговля нефтепродуктами	85,61	85,61
ЗАО «Контракт Ойл»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ЗАО «Мытищинская топливная компания»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ОАО «Ставропольнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «Ю-Кубань»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
ООО «РН-Ингушнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
«Роснефть Трейдинг С.А.»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
«Трампет Лимитед»	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00
<b>Прочие</b>			
«Роснефть Интернэшнл Лтд»	Холдинговая компания	100,00	100,00
ЗАО «Роснефтефлот»	Транспортные услуги	51,00	51,00
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Банковские услуги	84,67	84,67
ОАО «Дальневосточный банк»	Банковские услуги	82,06	82,62
ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»	Корпоративное управление	100,00	100,00
ЗАО «РН-Сети»	Услуги по передаче электроэнергии	100,00	100,00
ООО «РН-Бурение»	Услуги по бурению	100,00	100,00
ООО «НК «Роснефть-НПЦ»	Научные и проектно исследовательские работы	100,00	100,00
ЗАО «ЮКОС-Транссервис»	Транспортные услуги	100,00	100,00

Все вышеперечисленные дочерние предприятия, кроме «Роснефть Интернэшнл Лтд», «Роснефть Трейдинг С.А.» и «Трампет Лимитед», зарегистрированы в Российской Федерации. «Роснефть Интернэшнл Лтд» и «Трампет Лимитед» зарегистрированы в Ирландии, «Роснефть Трейдинг С.А.» зарегистрировано в Швейцарии.

#### 2. Основные аспекты учетной политики

##### Формат и содержание консолидированной финансовой отчетности

Компания ведет учет и подготавливает финансовую отчетность в соответствии с требованиями и порядком, установленными российским законодательством в области бухгалтерского учета и налогообложения. Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе данных российского бухгалтерского учета, скорректированных для представления в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета («ГААП США»).

События после отчетной даты проанализированы по 3 февраля 2012 г. включительно, даты выпуска настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Формат и содержание консолидированной финансовой отчетности (продолжение)*

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отличается от российской финансовой отчетности, поскольку в ней отражены некоторые неучтенные в российской финансовой отчетности Компании корректировки, которые необходимы для отражения ее финансового положения, результатов хозяйственной деятельности и движения денежных средств в соответствии с ГААП США. Основные корректировки относятся к (1) отражению некоторых расходов; (2) оценке основных средств и начислению износа; (3) пересчету иностранных валют; (4) отложенным налогам на прибыль; (5) поправкам на переоценку нереализуемых активов; (6) отражению в учете временной стоимости денег; (7) отражению в учете вложений в месторождения нефти и газа и их реализации; (8) принципами консолидации; (9) признанию и раскрытию гарантий, условных обязательств и некоторых активов и обязательств; (10) отражению в учете обязательств, связанных с выбытием активов; (11) объединению компаний и деловой репутации (гудвиллу); (12) учету производных финансовых инструментов.

Определенные данные консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе, консолидированных отчетов о движении денежных средств и примечаний к отчетности за 2010 и 2009 годы были реклассифицированы для соответствия формату представления информации за отчетный период.

##### *Использование оценочных данных*

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ГААП США предусматривает необходимость использования руководством оценочных данных и допущений, влияющих на отраженные суммы активов и обязательств, а также на величину доходов и расходов за период. Значительные оценочные данные и допущения могут включать в себя: оценку экономической обоснованности запасов для добычи нефти и газа; достаточность прав, окупаемость и срок полезного использования долгосрочных активов и инвестиционных вложений; обесценение деловой репутации; создание резервов по сомнительным долгам; обязательства, связанные с выбытием активов; условные обязательства по налогам и судебным разбирательствам; обязательства по защите окружающей среды; признание и раскрытие гарантий и прочих условных обязательств; оценка справедливой стоимости; возможность продления существующих договоров и заключение новых договоров операционной аренды; классификация определенных долговых обязательств. Руководство Компании полагает, что указанные оценочные данные и допущения достаточно обоснованы. Тем не менее, фактические результаты могут не совпадать с оценочными данными.

##### *Пересчет иностранных валют*

Доллар США является функциональной валютой Роснефти и ее российских дочерних обществ, а также валютой отчетности Компании по стандартам ГААП США. Функциональная валюта отдельных иностранных дочерних обществ может отличаться от доллара США. Денежные активы и обязательства таких дочерних обществ были пересчитаны в доллары США по официальному обменному курсу Центрального Банка Российской Федерации («ЦБ РФ») на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были пересчитаны по историческому курсу. Данные о доходах, расходах и движении денежных средств пересчитывались, где возможно, по курсам, приближенным к фактическим курсам, действовавшим на дату совершения операций.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Пересчет иностранных валют (продолжение)*

Прибыли и убытки по курсовым разницам, возникшие в результате пересчета статей отчетности в доллары США, включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках и совокупном доходе в строку «(Убыток)/прибыль от курсовых разниц». Для иностранных дочерних обществ, чья функциональная валюта отличается от доллара США, результаты пересчета отчетности в доллары США включаются в строку «Прочий совокупный доход» в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе.

На 31 декабря 2011 и 2010 гг. официальные обменные курсы, установленные ЦБ РФ, составляли 32,20 рублей за 1 доллар США и 30,48 рублей за 1 доллар США, соответственно. Средние расчетные обменные курсы за 12 месяцев 2011 и 2010 гг. составляли 29,39 рублей за 1 доллар США и 30,37 рублей за 1 доллар США, соответственно. На 3 февраля 2012 г. официальный обменный курс составлял 30,19 рублей за 1 доллар США.

Пересчет активов и обязательств в доллары США для целей настоящей финансовой отчетности не означает, что Компания может реализовать или погасить в долларах США балансовую стоимость данных активов и обязательств. Также это не означает, что Компания может вернуть или распределить балансовую стоимость капитала в долларах США между акционерами.

##### *Принципы консолидации*

В консолидированной финансовой отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, контролируемых компаний и компаний с переменным участием, 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, однако миноритарные акционеры наделены существенными правами на участие в управлении. Доля Компании в чистой прибыли или убытке компаний, учитываемых по методу участия в капитале, также включает эффект от постоянного снижения справедливой стоимости вложений, признанного в течение периода. Вложения в прочие компании отражены по фактическим первоначальным затратам, скорректированным с учетом их обесценения, если таковое имеется.

##### *Объединение компаний*

Компания ведет учет своих приобретений согласно FASB ASC 805 «Объединения компаний» и FASB ASC 810 «Консолидация» по методу покупки и отражает приобретенные активы и обязательства, а также неконтролирующую долю в приобретенной компании, по справедливой стоимости на дату приобретения. При определении справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств необходимо использование руководством собственных суждений, что обычно подразумевает использование оценочных данных и существенных допущений, включая допущения в отношении будущих притоков и оттоков денежных средств, ставок дисконтирования, сроков использования лицензий и прочих активов, рыночных коэффициентов и прочих факторов.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

###### *Деловая репутация и прочие нематериальные активы*

Деловая репутация (гудвилл) представляет собой, на дату приобретения, превышение суммы переданного вознаграждения и справедливой стоимости неконтролирующей доли в приобретенной компании над справедливой стоимостью идентифицируемых приобретенных чистых активов. Превышение справедливой стоимости идентифицируемых приобретенных чистых активов над суммой переданного вознаграждения и справедливой стоимости неконтролирующей доли в приобретенной компании подлежит отражению на дату приобретения в составе прибыли в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе.

Для компаний, вложения в которые учитываются по методу участия в капитале, превышение стоимости приобретения доли в указанных компаниях над справедливой стоимостью приобретенной доли чистых активов по состоянию на дату приобретения рассматривается в качестве вмененного гудвилла.

В соответствии с требованиями FASB ASC 350 «Нематериальные активы – гудвилл и прочие нематериальные активы» гудвилл и нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования не амортизируются. Вместо этого они оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости не реже чем раз в год. Обесценение гудвилла признается в случае превышения его текущей стоимости над справедливой. Тест на обесценение состоит из двух этапов. На первом этапе сравнивается справедливая стоимость производственного сегмента и его текущая стоимость, включающая гудвилл. Если справедливая стоимость производственного сегмента превышает его текущую стоимость, то обесценения гудвилла не произошло. В обратном случае выполняется второй этап теста – определяется убыток от обесценения в сумме превышения текущей стоимости производственного сегмента над его справедливой стоимостью. Сумма убытка не может превышать текущую стоимость гудвилла. Последующее восстановление ранее признанного убытка не допускается.

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.

###### *Неконтролирующие доли*

Доли прочих акционеров дочерних компаний в чистых активах и результатах деятельности дочерних компаний («неконтролирующие доли») отражаются по статьям «Неконтролирующие доли» и «Чистая прибыль, относящаяся к неконтролирующим долям» в консолидированных балансах и отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе, соответственно. Убытки, относящиеся к Компании и неконтролирующей доле в дочерней компании, могут превысить их доли в капитале дочерней компании. Данное превышение, а также любые последующие убытки, относящиеся к Компании и неконтролирующей доле, подлежат признанию в соответствии с долями участия. То есть, неконтролирующая доля в убытке продолжает признаваться даже в том случае, если это приведет к отрицательному значению балансовой стоимости неконтролирующей доли. Фактическая рублевая величина, относящаяся к неконтролирующим долям, может отличаться от суммы, указанной в настоящей консолидированной финансовой отчетности.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Активы для продажи*

Компания учитывает активы для продажи в соответствии с требованиями FASB ASC 205-20 «*Прекращаемая деятельность*». Внеоборотный актив (группа выбытия), подлежащий продаже, классифицируется как актив для продажи в том периоде, в котором выполняются все критерии, характеризующие его предназначение для продажи, и отражается по наименьшей из текущей и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу. Внеоборотный актив не амортизируется в течение всего срока его классификации как актива для продажи.

##### *Денежные средства и их эквиваленты*

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе, суммы на банковских счетах Компании 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. Денежные эквиваленты учитываются по стоимости приобретения с учетом накопленных процентов, что приблизительно равно их справедливой стоимости.

##### *Займы выданные, векселя полученные и дебиторская задолженность*

Займы выданные, векселя полученные и дебиторская задолженность отражаются в размере непогашенных сумм основного долга за вычетом резервов на покрытие потерь по займам и на безнадежную задолженность. По задолженности, погашение которой признано сомнительным, создаются специальные резервы. Расчет резервов предполагает использование суждений и допущений.

##### *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 и материалы, списываются на расходы по средней стоимости или по стоимости каждой единицы и отражаются в балансе по наименьшей величине между средневзвешенной стоимостью приобретения (производства) и рыночной стоимостью. При этом рыночная стоимость не должна превышать чистую стоимость реализации таких товарно-материальных запасов (т.е. стоимость их реализации за вычетом затрат на завершение и продажу) и не должна быть ниже, чем чистая стоимость реализации, уменьшенная на величину маржи.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Финансовые вложения*

Все долговые и долевыe ценные бумаги Компании классифицируются по трем категориям: торговые ценные бумаги; ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации; бумаги, хранящиеся до срока погашения.

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

Торговые ценные бумаги и ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации, отражаются по справедливой (рыночной) стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию. Нереализованные прибыль или убытки по торговым ценным бумагам отражены в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе. Нереализованные прибыль или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации, за минусом налогов, отражаются до момента их реализации как самостоятельный элемент совокупного дохода.

Реализованные прибыли и убытки от продажи ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, определяются отдельно по каждому виду ценных бумаг. Дивиденды и проценты к получению отражаются в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе.

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

##### *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 «Проценты к уплате» или «Проценты к получению», соответственно, по договорной процентной ставке с использованием метода эффективной процентной ставки.

##### *Разведка и разработка нефти и газа*

Затраты, относящиеся к процессу разведки и разработки нефти и газа, отражаются по методу учета результативных затрат в соответствии с требованиями FASB ASC 932 «Добывающие отрасли – нефть и газ». Согласно данному методу, затраты на разведку месторождения, включая затраты на геологические и геофизические работы и бурение сухих скважин, относятся на расходы того периода, в котором такие затраты были понесены.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Разведка и разработка нефти и газа (продолжение)*

Стоимость разведочных скважин (включая стратиграфические) временно капитализируется до тех пор, пока экономические запасы нефти и газа обнаруживаются посредством 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».

Затраты на разведочное бурение временно капитализируются, в ожидании определения, содержит ли данная скважина доказанные запасы нефти, если одновременно выполняются следующие условия:

- скважина выявила такие объемы запасов нефти, что после завершения бурения, она может быть переведена в разряд эксплуатационных, с учетом того, что все необходимые капитальные вложения будут осуществлены; и
- достигнут прогресс в разработке запасов, с учетом того, что Компания существенно продвинулась в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта.

Компания оценивает прогресс в разработке запасов, экономическую и операционную эффективность проекта на базе регулярных обзоров, учитывая следующие факторы:

- Если уже выполняется или твердо планируется дополнительное разведочное бурение или прочие разведочные работы (сейсмические работы, другие поисково-разведочные работы), то Компания существенно продвинулась в оценке запасов, экономической и операционной эффективности проекта. Поисково-разведочные работы считаются твердо запланированными, только в том случае, если они включены в бюджет поисково-разведочных работ, составленный на три года вперед. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. сумма затрат, капитализированных по данному принципу, была незначительна.
- В случае если поисково-разведочные работы были завершены, определение экономической и операционной эффективности проекта принимает в расчет то, что затраты на разработку происходят в текущем периоде, ожидается получение разрешения от органов власти или третьих лиц, доступность средств переработки и транспортировки нефти ожидает подтверждения. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. сумма затрат, капитализированных по данному принципу, была незначительна.

В случае если проект признается экономически выгодным, он переходит в стадию разработки, в противном случае затраты списываются на расходы периода.

Затраты, включая «внутренние», относящиеся к бурению и оборудованию эксплуатационных скважин, включая сухие, а также затраты на необходимое оборудование и обустройство нагнетательных скважин при освоении запасов нефти и газа, подлежат капитализации. Эти затраты включены в стоимость основных средств, относящихся к процессу геологоразведки и добычи нефти и газа, в консолидированных балансах.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Прочие основные средства*

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения за вычетом накопленной амортизации и истощения. 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 и истощение исключаются из учета. Полученный доход или убыток включается в финансовый результат.

##### *Износ, истощение и амортизация*

Истощение капитализированных затрат на приобретение активов, связанных с добычей нефти и газа, относящихся к доказанным запасам, начисляется по по-тонному методу исходя из всех доказанных запасов. Истощение прочих капитализированных затрат, связанных с добычей нефти и газа, начисляется по по-тонному методу исходя из доказанных разрабатываемых запасов. Руководство Компании рассматривает каждое месторождение как оптимальный уровень детализации для такого расчета.

На затраты, связанные с приобретением прав на недоказанные запасы, амортизация не начисляется. Эти затраты реклассифицируются в затраты, относящиеся к доказанным запасам, в момент соответствующей реклассификации резервов. Затраты, связанные с приобретением прав на недоказанные запасы, подлежат анализу па предмет обесценения. В случае признания такого обесценения данные затраты списываются на расходы.

Начисление износа на объекты основных средств, не относящихся к разведке и добыче нефти и газа, производится линейным методом в течение срока их полезного использования.

Износ начисляется по группам зданий, машин и оборудования, обладающих одинаковыми экономическими характеристиками, по следующим нормам:

<u>Группы основных средств</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Здания и сооружения	30-45 лет
Машины и оборудование	5-25 лет
Транспортные средства и прочие объекты	6-10 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

##### *Участие в совместной деятельности*

Совместная деятельность представляет собой соглашение, в котором две и более компании (участники) осуществляют совместную деятельность, являющуюся предметом общего контроля. Общий контроль существует только в случае, когда стратегические, финансовые и операционные решения по ведению совместной деятельности принимаются единогласно всеми участниками. Совместное предприятие представляет собой совместную деятельность, организованную в форме зарегистрированной компании, партнерства или иной организационно-правовой форме в целях совместного ведения экономической деятельности.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Участие в совместной деятельности (продолжение)*

Финансовые результаты, активы и обязательства совместной деятельности, в качестве юридического лица, включены в настоящую консолидированную финансовую отчетность по методу участия в капитале. Метод участия в капитале предполагает оценку инвестиций в совместную деятельность по стоимости финансовых вложений, увеличенной на изменение доли чистых активов с момента создания совместного предприятия, за минусом распределенной прибыли и обесценения финансовых вложений. Консолидированные отчеты о прибылях и убытках и совокупном доходе включают долю Компании в доходах и расходах от совместной деятельности.

Компания прекращает применение метода участия в капитале в момент потери совместного контроля или значительного влияния на деятельность совместного предприятия.

Неразделяемые доли в совместных нефтегазовых проектах без образования юридического лица учитываются по методу пропорциональной консолидации.

Часть прямого долевого участия в проектах по совместной деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, может быть передана другим участникам этих проектов или третьим сторонам. В таких случаях на основании FASB ASC 932 учет вложений в проекты по совместной деятельности ведется по методу «финансирования доли», когда сторона договора, принимающая часть доли, соглашается нести все затраты по бурению скважин, обустройству и эксплуатации месторождений. Принимающая сторона также наделяется правом на всю выручку от добытых углеводородов, за вычетом долей других участников проекта, до тех пор пока все ее затраты, включая определенную договором норму прибыли, не будут возвращены. По наступлении этого момента передающая сторона начинает принимать участие в операционных затратах и прибыли.

##### *Обесценение долгосрочных активов*

Долгосрочные активы, включая участки с доказанными запасами нефти и газа, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости согласно параграфам с 360-10-35-17 по 360-10-35-36 FASB ASC 360 «*Основные средства*».

Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, оцениваются каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на потенциальное снижение стоимости. Если возмещение балансовой стоимости основных средств с использованием метода недисконтированных будущих потоков денежных средств не ожидается, то в финансовой отчетности отражается обесценение основных средств. Величина обесценения определяется на основании расчетной справедливой стоимости основных средств, которая в свою очередь определяется путем дисконтирования будущих чистых денежных потоков или в соответствии с текущими рыночными ценами на данные основные средства, если они доступны. Приведенная стоимость будущих денежных потоков от нефтяных и газовых месторождений основывается на максимально обоснованных оценках руководством будущих цен, которые определяются на основании недавних фактических цен и публикуемых цен по форвардным сделкам, которые применяются к прогнозируемым объемам добычи на отдельных месторождениях с дисконтированием в соответствии с уровнем предполагаемых рисков.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Обесценение долгосрочных активов (продолжение)*

Под прогнозируемыми объемами добычи понимаются запасы, включая вероятные, которые предполагается извлечь с использованием известного объема капитальных затрат. Объемы добычи и цены соответствуют внутренним планам и прогнозам, а также другим данным публикуемой отчетности. Допущения в отношении будущих цен и затрат, используемых при оценке основных средств на предмет обесценения, отличаются от допущений, используемых в стандартной процедуре дисконтирования чистых денежных потоков, связанных с доказанными запасами нефти и газа.

Группировка активов для целей обесценения производится исходя из минимального уровня идентифицируемых денежных потоков, которые большей частью независимы от денежных потоков по другим группам активов – как правило, для активов, связанных с разведкой и добычей, таким уровнем является месторождение, для перерабатывающих активов – весь перерабатывающий комплекс, для станций обслуживания – площадка. Долгосрочные активы, предназначенные руководством для использования в течение периода, не превышающего один год, отражаются в учете по амортизированной или справедливой стоимости, в зависимости от того, какая величина меньше, минус коммерческие затраты.

Стоимость приобретения основных средств с недоказанными запасами нефти и газа проходит регулярную оценку на предмет обесценения, и рассчитанное обесценение, при наличии такового, относится на расходы.

##### *Обесценение финансовых вложений*

Если снижение справедливой стоимости инвестиций ниже бухгалтерской носит постоянный характер, то балансовая стоимость инвестиций уменьшается, при этом убыток отражается в учете в сумме такого уменьшения. Инвестиции, учитываемые по себестоимости, оцениваются на предмет возможного уменьшения стоимости в случае наступления событий или изменений обстоятельств, способных оказать существенное влияние на справедливую стоимость данных инвестиций. Справедливая стоимость инвестиции основывается на рыночных котировках, если они известны, или на текущей стоимости ожидаемых денежных потоков, при расчете которых применяются ставки дисконтирования, соответствующие уровню рисков, связанных с данной инвестицией.

##### *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. Компания капитализировала проценты по кредитам и займам в сумме 472 млн долл. США, 347 млн долл. США и 354 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 годах, соответственно.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Договоры лизинга и аренды*

Договоры финансового лизинга, предусматривающие переход к Компании преимущественно всех рисков и выгод, связанных с правом собственности на объект лизинга, капитализируются на момент вступления договора в силу по справедливой стоимости арендуемого имущества либо (если она ниже первоначальной стоимости) по текущей стоимости минимальных лизинговых платежей. Лизинговые 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 прибылях и убытках и совокупном доходе.

Износ капитализированных лизинговых активов начисляется в течение расчетного срока полезного использования актива или срока лизинга (в зависимости от того, какой из них меньше), кроме случаев, когда капитализация арендуемых активов основана на условиях договора лизинга, предусматривающих переход к Компании права собственности на арендуемые активы по окончании срока лизинга или предоставляющие возможность Компании выкупить арендуемые активы по очень выгодной цене. В этих случаях капитализированные активы амортизируются в течение расчетных сроков полезного использования активов независимо от срока лизинга.

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

##### *Признание обязательств, связанных с выбытием активов*

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

Геологоразведка и добыча – деятельность Компании по геологоразведке, разработке и добыче нефти и газа связана с использованием следующих активов: скважины, оборудование и прилегающие площади, установки по сбору и первичной переработке нефти, товарный парк и трубопроводы 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. Расчет обязательства по ликвидации активов делается в соответствии с положениями FASB ASC 410-20 «Обязательства, связанные с выбытием активов».

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Признание обязательств, связанных с выбытием активов (продолжение)*

Переработка, маркетинг и сбыт – данный сегмент деятельности 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. Ряд производственных комплексов эксплуатируются 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.

Согласно FASB ASC 410-20, при измерении обязательств, связанных с выбытием активов, в качестве компонента ожидаемых затрат должна учитываться расчетная цена, которая может быть затребована и с высокой степенью вероятности получена третьим лицом для отражения неопределенности и непредвиденных обстоятельств, связанных с обязательствами (эта расчетная цена в некоторых случаях именуется надбавкой за рыночный риск). Пока в нефтегазовой отрасли редки случаи готовности кредитоспособных третьих лиц принять на себя (за цену, поддающуюся определению) данный вид риска по крупным нефте- и газодобывающим объектам и трубопроводам. Соответственно, учитывая, что определение надбавки за рыночный риск может носить произвольный характер, Компания исключила ее из расчетных оценок согласно FASB ASC 410-20.

Вследствие описанных выше причин, справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов, 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.

##### *Справедливая стоимость финансовых инструментов*

Раздел FASB ASC 825 «*Финансовые инструменты*» определяет справедливую стоимость финансового инструмента как цену, которая может быть получена при продаже за актив или уплачена за передачу обязательства в результате совершенной должным образом сделки между участниками рынка на дату оценки.

Финансовые активы и финансовые обязательства, отраженные в прилагаемых консолидированных балансах, включают в себя денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения, дебиторскую и кредиторскую задолженность, краткосрочные и долгосрочные займы и прочие краткосрочные и долгосрочные активы и обязательства.

Компания, используя доступную рыночную информацию, оценки руководства и подходящую методологию оценок, определила приблизительную справедливую стоимость финансовых инструментов.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)*

Компания применяет положения раздела FASB ASC 820 «Оценка справедливой стоимости и раскрытие информации», который устанавливает иерархию справедливой стоимости и требует максимально возможное использование поддающихся наблюдению данных при определении справедливой стоимости. FASB ASC 820 определяет три уровня данных, которые могут быть использованы для определения справедливой стоимости:

- Уровень 1* – Котировочные цены на активных рынках для идентичных активов или обязательств, которые отчитывающаяся компания имеет возможность использовать на дату оценки. Активным рынком для актива или обязательства признается рынок, на котором сделки с активами или обязательствами осуществляются достаточно регулярно и в достаточном объеме для того, чтобы предоставлять информацию по ценам на постоянной основе.
- Уровень 2* – Поддающиеся наблюдению данные, не попавшие в Уровень 1, такие как котировочные цены на аналогичные активы и обязательства, котировочные цены на рынках, которые не являются активными, или оценки с помощью моделей, или другие данные, которые можно наблюдать или которые можно подкрепить наблюдаемыми рыночными данными.
- Уровень 3* – Не поддающиеся наблюдению данные для оценки активов или обязательств по справедливой стоимости. Эти данные отражают собственные оценки Компании в отношении оценок, которые могли бы использовать участники рынка при определении стоимости актива или обязательства.

##### *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 по «методу обязательств» в соответствии с FASB ASC 740 «Налог на прибыль» и отражают налоговые последствия в будущих периодах на основе эффективной налоговой ставки, вызванные разницей между балансовой стоимостью активов и обязательств и их налогооблагаемой базой, позволяя оперативно реагировать и отражать в отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе изменения в законодательстве по налогу на прибыль, включая изменения величины налоговой ставки. Оценочный резерв под отложенный налоговый актив формируется в том случае, когда у руководства Компании имеются серьезные основания считать, что указанный налоговый актив вероятнее всего не сможет быть реализован в будущем.

Компания учитывает неопределенные налоговые позиции и отражает обязательства по нереализованным налоговым выгодам, включая начисленные по ним проценты и штрафы, в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе как расходы по налогу на прибыль.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Производные финансовые инструменты*

Все производные инструменты отражаются в консолидированных балансах по справедливой стоимости как прочие оборотные средства, прочие внеоборотные средства, прочие краткосрочные обязательства или прочие долгосрочные обязательства. Признание и классификация прибыли или убытка, полученного в результате отражения в учете 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 FASB ASC 815 «*Производные инструменты и хеджирование*» признаются в момент возникновения в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе.

##### *Признание выручки*

Выручка признается в момент перехода права собственности от продавца к покупателю, когда 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 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 прочим платежам. В сумму выручки от реализации включены акцизы и таможенные пошлины (см. Примечание 17).

Реализация вспомогательных услуг признается в момент оказания услуг при условии, что стоимость услуг может быть определена, а возможность их возмещения не вызывает существенных сомнений.

##### *Расходы на транспортировку*

Транспортные расходы в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе представляют собой все расходы на транспортировку нефти и нефтепродуктов, осуществленную по системе трубопроводов «Транснефть», а также железнодорожным и другими видами транспорта. Транспортные расходы включают в себя все прочие расходы на погрузку и подготовку.

##### *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 на охрану окружающей среды включаются в состав расходов или капитализируются в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлыми операциями, и не предполагают будущих экономических выгод, относятся на расходы. Обязательства по данным расходам не дисконтируются кроме случаев, когда общая сумма обязательств и суммы и сроки платежей фиксированы и могут быть достоверно определены.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Гарантии*

Справедливая стоимость гарантий определяется и включается в состав обязательств в момент выдачи гарантии. Первоначальная сумма гарантий в последующем корректируется по мере изменения суммы основного обязательства. Расходы, относящиеся к такому изменению, включаются в соответствующие строки консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе в зависимости от сущности выданных гарантий. В момент, когда возникает высокая вероятность возникновения обязательств по выданным гарантиям, начисляются обязательства, при условии что эти обязательства можно оценить с высокой степенью надежности, основываясь на текущих фактах и обстоятельствах.

##### *Совокупный доход*

Компания применяет раздел FASB ASC 220 «Совокупный доход», который устанавливает правила расчёта и отражения совокупного дохода Компании (чистой прибыли, а также всех прочих изменений чистых активов, не связанных с движением средств собственников Компании) и его отдельных статей в консолидированной финансовой отчетности.

##### *Учет контрактов по купле-продаже*

Компания применяет FASB ASC 845 «Неденежные операции», который устанавливает, что две или более отдельных обменных операции с одним и тем же контрагентом, включая операции купли-продажи, должны быть объединены и отражены как одна сделка, когда одна операция не может быть осуществлена без совершения другой встречной операции.

##### *Учет возможных будущих 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).

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Учет возможных будущих обязательств*

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*

Акцизы показываются развернуто в составе выручки и налогов, кроме налога на прибыль, в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе, тогда как налог на добавленную стоимость показан в консолидированных балансах свернуто в составе налогов, кроме налога на прибыль.

##### *Изменения в учетной политике*

В январе 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-06 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации (Раздел 820): Улучшение раскрытия информации об оценке по справедливой стоимости» («ASU 2010-06»), которая вносит изменения в Раздел 820 «Оценка по справедливой стоимости и раскрытие информации» Кодификации FASB. ASU 2010-06 требует раскрытия информации о существенных переводах между Уровнем 1 и Уровнем 2 данных при оценке справедливой стоимости и о причинах таких переводов. Компания также должна представлять отдельно информацию о приобретениях, выпуске и погашении в расшифровке оценки по справедливой стоимости с использованием Уровня 3 данных. ASU 2010-06 вносит поправку в существующие требования по раскрытию информации в части степени разукрупнения и данных, а также методов оценки. Поправка ASU 2010-06 вступает в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2009 г., за исключением раскрытий информации об операциях на Уровне 3 оценки по справедливой стоимости, которые вступают в силу для промежуточных и годовых отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2010 г. Компания применила ASU 2010-06 с 1 января 2010 г., за исключением раскрытий информации об операциях на Уровне 3 оценки по справедливой стоимости, которое было применено с 1 января 2011 г. Применение ASU 2010-06 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В декабре 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-28 «Гудвилл и прочие нематериальные активы (Раздел 350): Когда проводить шаг 2 теста гудвилла на обесценение для отчетных единиц с нулевой или отрицательной балансовой стоимостью» («ASU 2010-28»), которая вносит изменения в Раздел 350 «Гудвилл и прочие нематериальные активы» Кодификации FASB. Для отчетных единиц с нулевой или отрицательной балансовой стоимостью компания должна провести тест на обесценение гудвилла, если обесценение гудвилла скорее вероятно, чем нет. Компания должна рассматривать любые негативные качественные факторы, указывающие на возможность наличия обесценения. ASU 2010-28 вступает в силу в отчетных годах и входящих в них промежуточных периодах, начинающихся после 15 декабря 2010 г. Компания применяет ASU 2010-28, начиная с 1 января 2011 г. Применение ASU 2010-28 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

###### *Изменения в учетной политике (продолжение)*

В декабре 2010 года FASB выпустил поправку ASU 2010-29 «Объединение бизнеса (Раздел 805): Раскрытие в шаблоне дополнительной информации по объединению бизнеса» («ASU 2010-29»), которая вносит изменения в Раздел 805 «Объединение бизнеса» Кодификации FASB. ASU 2010-29 уточняет, что компания должна раскрывать выручку и доходы приобретенной компании в сравнительном периоде так, как если бы приобретение бизнеса произошло в начале предшествующего сравнительного годового периода. ASU 2010-29 также расширяет шаблон дополнительных раскрытий. ASU 2010-29 вступает в силу перспективно для объединений бизнеса, произошедших с начала первого годового отчетного периода, начинающегося 15 декабря 2010 г. или позднее. Компания применяет ASU 2010-29 для объединений бизнеса, произошедших 1 января 2011 г. или позднее. Применение ASU 2010-29 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В апреле 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-02 «Дебиторская задолженность (Раздел 310): Определение кредитором, является ли реструктуризация реструктуризацией проблемной задолженности» («ASU 2011-02»), которая вносит изменения в Раздел 310 «Дебиторская задолженность» Кодификации FASB. ASU 2011-02 устанавливает критерии отнесения реструктуризации к реструктуризации проблемной задолженности. Поправка также уточняет руководство по определению кредитором дебиторской задолженности в соответствии с данными критериями. ASU 2011-02 вступает в силу для первого промежуточного или годового периода, начинающегося 15 июня 2011 г. или позднее. Компания применила ASU 2011-02 в текущей консолидированной финансовой отчетности. Применение ASU 2011-02 не оказало существенного влияния на консолидированное финансовое положение и результаты деятельности Компании.

###### *Новые правила бухгалтерского учета*

В мае 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-03 «Передача и обслуживание (Раздел 860): Пересмотр эффективного контроля для сделок РЕПО» («ASU 2011-03»), которая вносит изменения в Раздел 860 «Передача и обслуживание» Кодификации FASB. ASU 2011-03 убирает из оценки эффективного контроля критерий, связанный с возможностью передающей стороны выкупить актив в случае банкротства принимающей стороны, и связанное с этим руководство по применению. ASU 2011-03 вступает в силу с первого промежуточного или годового периода, начинающегося 15 декабря 2011 г. или позднее. ASU 2011-03 подлежит применению с 1 января 2012 г. Руководство Компании ожидает, что ASU 2011-03 не окажет существенного влияния на ее консолидированное финансовое положение и результаты деятельности.

В мае 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-04 «Оценка по справедливой стоимости (Раздел 820): Поправки для достижения единой оценки по справедливой стоимости и требований по раскрытию в ГААП США и МСФО» («ASU 2011-04»), которая вносит изменения в Раздел 820 «Оценка по справедливой стоимости» Кодификации FASB. ASU 2011-04 изменяет требования оценки по справедливой стоимости и обновляет формулировки для совпадения с МСФО. ASU 2011-04 вступает в силу с первого промежуточного или годового периода, начинающегося 15 декабря 2011 г. или позднее. ASU 2011-04 подлежит применению с 1 января 2012 г. Руководство Компании ожидает, что ASU 2011-04 не окажет существенного влияния на ее консолидированное финансовое положение и результаты деятельности.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 2. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

##### *Новые правила бухгалтерского учета (продолжение)*

В июне 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-05 «Совокупный доход (Раздел 220): Представление совокупного дохода» («ASU 2011-05»), которая вносит изменения в Раздел 220 «Совокупный доход» Кодификации FASB. ASU 2011-05 уточняет возможные способы отдельного и совместного представления прибылей и убытков и прочего совокупного дохода, описывает порядок группировки статей, представление налога на прибыль и другие вопросы. ASU 2011-12, выпущенная в декабре 2011 года, отложила вступление в силу ASU 2011-05 в части реклассификации из накопленного прочего совокупного дохода. Остальные требования ASU 2011-05 вступают в силу с первого промежуточного или годового периода, начинающегося 15 декабря 2011 г. или позднее. ASU 2011-05 подлежит применению с 1 января 2012 г. за исключением требований по реклассификации из накопленного прочего совокупного дохода. Руководство Компании ожидает, что ASU 2011-05 не окажет существенного влияния на ее консолидированное финансовое положение и результаты деятельности.

В сентябре 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-08 «Нематериальные активы – Гудвилл и прочее (Раздел 350): Тестирование гудвилла на обесценение» («ASU 2011-08»), которая вносит изменения в Раздел 350 «Нематериальные активы – Гудвилл и прочее» Кодификации FASB. ASU 2011-08 предоставляет организации возможность оценить качественные факторы на предмет того, является ли более вероятным то, что справедливая стоимость инвестиции меньше ее балансовой стоимости. Если это не является более вероятным, проведение теста на обесценение гудвилла не является необходимым. ASU 2011-08 вступает в силу для годовых и промежуточных тестов на обесценение, выполненных для годовых периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. ASU 2011-08 подлежит применению с 1 января 2012 г. Руководство Компании ожидает, что ASU 2011-08 не окажет существенного влияния на ее консолидированное финансовое положение и результаты деятельности.

В декабре 2011 года FASB выпустил поправку ASU 2011-11 «Баланс (Раздел 210): Раскрытия о сворачивании Активов и Обязательств» («ASU 2011-11»), которая вносит изменения в Раздел 210 «Баланс» Кодификации FASB. ASU 2011-11 представляет новые требования по раскрытию информации о сворачивании активов и обязательств и связанных мероприятиях. ASU 2011-11 вступает в силу для годовых и промежуточных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или позднее. ASU 2011-11 подлежит применению с 1 января 2013 г. Руководство Компании ожидает, что ASU 2011-11 не окажет существенного влияния на ее консолидированное финансовое положение и результаты деятельности.

#### 3. Денежные средства и их эквиваленты

По состоянию на 31 декабря денежные средства и их эквиваленты включают:

	2011 г.	2010 г.
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	722	671
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – отличные от рубля валюты	1 914	843
Депозиты	2 497	2 625
Прочее	39	15
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>5 172</b>	<b>4 154</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 3. Денежные средства и их эквиваленты (продолжение)

По состоянию на 31 декабря денежные средства с ограничением к использованию включают:

	2011 г.	2010 г.
Обязательный резерв в ЦБ РФ	34	21
Счет расчетов по совместной деятельности с Группой компаний ВР в Евро (Примечание 8)	83	–
Прочие денежные средства с ограничением к использованию	–	9
<b>Итого денежные средства с ограничением к использованию</b>	<b>117</b>	<b>30</b>

Обязательный резерв дочернего банка Компании, ВБРР, в ЦБ РФ представляет собой сумму средств, размещенных в ЦБ РФ для обеспечения текущей деятельности банка Компании. Кредитные организации обязаны хранить в ЦБ РФ беспроцентный денежный депозит (обязательный резерв), сумма которого зависит от объема привлеченных кредитной организацией средств и подпадает под определенные ограничения в использовании.

Денежные средства на счетах в отличной от рубля валюте представляют собой в основном средства в долларах США.

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

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 подразделениями международных банков, а также с некоторыми крупнейшими российскими банками.

#### 4. Краткосрочные финансовые вложения

По состоянию на 31 декабря краткосрочные финансовые вложения включают:

	2011 г.	2010 г.
Краткосрочные займы выданные	48	1
Займы связанным сторонам	117	70
Сделки обратного РЕПО	687	403
Структурированные депозиты (Примечание 24)	979	3 791
Государственные облигации, хранящиеся до срока погашения	4	–
Векселя полученные, нетто	958	227
Торговые ценные бумаги		
Государственные и корпоративные облигации	603	727
Прочие	–	2
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	618	260
Банковские депозиты	641	1 333
<b>Итого краткосрочные финансовые вложения</b>	<b>4 655</b>	<b>6 814</b>

Сделки обратного РЕПО обеспечены торговыми ценными бумагами, имеющими справедливую стоимость на 31 декабря 2011 г. в сумме 720 млн долл. США (403 млн долл. США на 31 декабря 2010 г.).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 4. Краткосрочные финансовые вложения (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2011 г. структурированные депозиты выражены в долларах США и размещены под процентные ставки от 5,1% до 7,0%. По состоянию на 31 декабря 2010 г. структурированные депозиты были выражены в долларах США и размещены под процентные ставки от 6,22% до 7,2%.

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% и беспроцентные корпоративные векселя со сроками погашения от января 2012 года до февраля 2014 года и средневзвешенной эффективной ставкой 6,39%. Долгосрочная часть векселей полученных учтена в составе долгосрочных финансовых вложений (см. Примечание 8). По состоянию на 31 декабря 2011 г. по краткосрочной части отдельных векселей полученных в сумме 131 млн долл. США было признано временное обесценение и начислен резерв в сумме 37 млн долл. США. 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%.

Состав торговых ценных бумаг по состоянию на 31 декабря представлен в таблице ниже:

Вид ценных бумаг	2011 г.			2010 г.		
	Баланс	Процентная ставка	Срок погашения	Баланс	Процентная ставка	Срок погашения
Государственные и муниципальные облигации	98	6,7% - 15,0%	декабрь 2012 - февраль 2036	23	5,14% - 18,1%	апрель 2011 - февраль 2036
Корпоративные облигации	505	6,47% - 19,0%	февраль 2012 - октябрь 2021	283	5,8% - 19,0%	февраль 2011 - июнь 2020
Облигации ЦБ РФ (средневзвешенная эффективная ставка)	—	—	—	421	3,52%	февраль 2011 - март 2011
<b>Итого</b>	<b>603</b>			<b>727</b>		

Состав ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, по состоянию на 31 декабря представлен в таблице ниже:

Вид ценных бумаг	2011 г.			2010 г.		
	Баланс	Процентная ставка	Срок погашения	Баланс	Процентная ставка	Срок погашения
Государственные облигации (облигации федерального займа, выпущенные Министерством Финансов РФ)	141	6,1% - 11,3%	июль 2012 - январь 2016	41	4,59% - 6,85%	январь 2011 - май 2015
Муниципальные облигации	30	8,0% - 17,9%	март 2012 - октябрь 2021	26	8,75% - 18,0%	март 2012 - декабрь 2014
Корпоративные облигации	300	6,25% - 13,0%	февраль 2013 - октябрь 2021	180	6,75% - 18,0%	март 2011 - июль 2020
Процентные корпоративные векселя	123	9,0% - 12,0%	февраль 2012 - ноябрь 2012	13	4,5%	декабрь 2013
Беспроцентные векселя (средневзвешенная эффективная ставка)	24	2,06% - 6,66%	февраль 2012 - апрель 2013	—	—	—
<b>Итого</b>	<b>618</b>			<b>260</b>		



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 4. Краткосрочные финансовые вложения (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2010 г. корпоративные облигации на сумму 31 млн долл. США были переданы в залог по сделкам РЕПО. По состоянию на 31 декабря 2011 г. Компании не имела обязательств по сделкам РЕПО. Амортизируемая стоимость ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации, примерно равна их справедливой стоимости.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. банковские депозиты выражены в основном в долларах США и размещены под процентные ставки от 3,0% до 7,25%. По состоянию на 31 декабря 2010 г. банковские депозиты выраженные, главным образом, в долларах США были размещены под процентные ставки от 4,7% до 8,0%.

##### 5. Дебиторская задолженность, нетто

По состоянию на 31 декабря дебиторская задолженность включает:

	2011 г.	2010 г.
Покупатели и заказчики	5 687	4 077
Налог на добавленную стоимость и акцизы к возмещению из бюджета (Примечание 22)	1 937	2 126
Расчеты по прочим налогам	345	283
Ссудная задолженность банка Компании	748	789
Прочее	464	375
Минус: резерв по сомнительной задолженности	(145)	(138)
<b>Итого дебиторская задолженность, нетто</b>	<b>9 036</b>	<b>7 512</b>

Дебиторская задолженность покупателей и заказчиков выражена, главным образом, в долларах США. Риск неплатежеспособности дебиторов снижается путем использования аккредитивов. Риск неплатежеспособности при реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке снижается путем получения Компанией банковской гарантии погашения дебиторской задолженности контрагентов.

##### 6. Товарно-материальные запасы

По состоянию на 31 декабря товарно-материальные запасы включают:

	2011 г.	2010 г.
Материалы	764	451
Сырая нефть и попутный газ	1 469	595
Нефтепродукты и нефтехимия	1 778	1 065
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>4 011</b>	<b>2 111</b>

Остаток по статье «Материалы», в основном, включает запасные части. Статья «Нефтепродукты и нефтехимия» включает таковые как для реализации, так и для внутреннего использования. По состоянию на 31 декабря 2011 г. остатки нефти и попутного газа, нефтепродукты и нефтехимия включали нефть для переработки на заводах Ruhr Oel GmbH («ROG») и произведенные на заводах ROG нефтепродукты (см. Примечание 8).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 7. Авансы выданные и прочие оборотные средства

По состоянию на 31 декабря авансы выданные и прочие оборотные средства включают:

	2011 г.	2010 г.
Авансы выданные поставщикам	743	665
Предоплата по таможенным пошлинам	1 600	1 315
Страховые платежи	7	6
Производные финансовые инструменты (Примечание 24)	3	77
Прочие	82	93
<b>Итого авансы выданные и прочие оборотные средства</b>	<b>2 435</b>	<b>2 156</b>

Предоплата по таможенным пошлинам представляет собой расходы по экспортной пошлине по экспорту нефти и нефтепродуктов (см. Примечание 17).

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения

По состоянию на 31 декабря долгосрочные финансовые вложения включают:

	2011 г.	2010 г.
<i>Инвестиции, учтенные по методу участия в капитале</i>		
Ruhr Oel GmbH	1 652	–
ОАО «Томскнефть» ВНК	1 159	1 334
ООО «Компания Полярное Сияние»	69	70
СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»	21	19
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	540	277
ООО «Национальный нефтяной консорциум»	124	3
ЗАО «Влакра»	110	110
Taihu Ltd	267	–
Вложения в компании энергетического сектора	94	190
Прочие	174	171
<b>Всего инвестиции, учтенные по методу участия в капитале</b>	<b>4 210</b>	<b>2 174</b>
<i>Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации</i>		
ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	146	–
Прочие ценные бумаги в банках Компании	13	17
<i>Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения</i>		
Облигации государственного займа	40	49
<i>Займы</i>		
Долгосрочные займы	9	–
Долгосрочные займы, выданные компаниям, инвестиции в которые учитываются по методу участия в капитале	409	679
<i>Векселя полученные, нетто (долгосрочная часть)</i>	216	–
<i>Инвестиции, учитываемые по себестоимости</i>	16	17
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>	<b>5 059</b>	<b>2 936</b>

По состоянию 31 декабря 2011 г. по долгосрочной части отдельных векселей полученных в сумме 299 млн долл. США было признано временное обесценение и начислен резерв в сумме 83 млн долл. США.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 8. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

Долгосрочные займы, выданные компаниям, инвестиции в которые учитываются по методу участия в капитале, по условиям контрактов имеют срок погашения преимущественно от 3 до 8 лет.

В марте 2011 года была произведена государственная регистрация изменения устава ООО «Национальный нефтяной консорциум» («ННК»), отражающего зачет выданного ранее займа в качестве вложения в уставный капитал общества. Доля Роснефти в уставном капитале ННК составляет 20% и не изменилась в результате произошедшей сделки, вследствие соответствующего увеличения его уставного капитала. 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.*

Доля в прибыли/(убытках) существенных инвестиций, учтенных по методу участия в капитале:

	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.
Ruhr Oel GmbH	50.00	18	–	–
Taihu Ltd	51.00	267	–	–
ООО «Компания Полярное Сияние»	50.00	26	16	26
ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	25.94	263	43	5
СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»	51.00	2	3	2
ОАО «Кубаньэнерго»	27.97	(9)	(45)	–
ОАО «Томскнефть» ВНК	50.00	12	38	147
Прочие	various	(2)	5	(68)
<b>Итого доля в прибыли</b>		<b>577</b>	<b>60</b>	<b>112</b>

##### *Ruhr Oel GmbH*

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 пришла к выводу, что, основываясь на биржевой стоимости акций ОАО «Кубаньэнерго», снижение стоимости инвестиции в эту компанию не является временным и, в связи с этим, признала убыток от обесценения финансовых вложений в размере 97 млн долл. (см. Примечание 24). Данный убыток учтен в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов. Инвестиции в ОАО «Кубаньэнерго» включены в статью «Вложения в компании энергетического сектора».

##### *ОАО «Томская распределительная компания» («ТРК»)*

В четвертом квартале 2011 года Компания пришла к выводу, что, основываясь на биржевой стоимости акций ТРК, снижение стоимости инвестиции в эту компанию не является временным и, в связи с этим, признала убыток в размере 36 млн долл. США (см. Примечание 24). Данный убыток учтен в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов. Инвестиции в ТРК включены в статью «Вложения в компании энергетического сектора».

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

##### *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 368 млн долл. США.

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

КПС является обществом с ограниченной ответственностью, 50% которого принадлежит компании «Коноко Филлипс Тиман-Печора Инк.» и 50% принадлежит Компании. Основной задачей КПС является разработка Ардалинского месторождения и сопутствующих месторождений Тимано-Печорского бассейна, расположенных в 125 км южнее Баренцева моря за Полярным кругом.

##### *СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед»*

СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчурз Лимитед» («СП») является совместным предприятием, в котором Компания имеет 51% участия, но при этом 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.

##### *ЗАО «Влакра»*

ЗАО «Влакра» принадлежат права пользования земельным участком и офисными помещениями, расположенными в Москве.

##### *«Сахалин-1»*

Основным вложением Компании в соглашения о разделе продукции («СРП») является участие в СРП «Сахалин-1», оператором которого является компания ExxonMobil, один из участников СРП. Доля Компании в данном неинкорпорированном совместном предприятии составляет 20% и отражена методом пропорциональной консолидации.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

##### *Тайху Лимитед / ОАО «Удмуртнефть»*

В ноябре 2006 года Компания приобрела 51% долю в капитале компании Тайху Лимитед, совместном предприятии, которое было создано для целей владения и принятия стратегических решений в отношении ОАО «Удмуртнефть». Стоимость приобретения дочерним предприятием Компании доли Тайху Лимитед составила 5 100 кипрских фунтов (приблизительно 11 тыс. долл. США) и учтена по методу участия в капитале в составе инвестиций, учитываемых по методу участия в капитале. Другим участником Тайху Лимитед является компания Китайская Нефтехимическая Корпорация (Sinopec) с долей владения 49%.

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» за 3,5 млрд долл. США.

ОАО «Удмуртнефть» находится в Волго-Уральском регионе Российской Федерации, владеет лицензиями на 24 продуктивных месторождения углеводородов и представляет собой группу из 17 компаний.

##### *Прочие вложения в компании энергетического сектора*

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

В мае и июле 2007 года в результате аукционов по продаже активов ОАО НК «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%. По состоянию на 31 декабря 2010 г. данная инвестиция была включена в группу выбытия и отражена в консолидированном балансе в составе активов для продажи.

##### *Активы для продажи*

В декабре 2010 года Компания заключила соглашение о намерении передать одну инвестицию, учитываемую в составе имеющихся в наличии для реализации ценных бумаг, и долю в ряде зависимых обществ и одного дочернего общества в обмен на миноритарный пакет акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», российской компании энергетического сектора. В мае 2011 года был завершен обмен инвестиции, учитываемой в составе имеющихся в наличии для реализации ценных бумаг, и 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 ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 8. Долгосрочные финансовые вложения (продолжение)

##### *Активы для продажи (продолжение)*

Активы, подлежащие обмену, были отражены в консолидированном балансе на 31 декабря 2010 г. в составе активов для продажи. Компания отразила группу выбытия по меньшей из текущей и справедливой стоимости за вычетом расходов на продажу и признала в составе прочих расходов в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2011 и 2010 годы убыток в сумме 5 млн долл. США и 31 млн долл. США, соответственно.

#### 9. Основные средства, нетто

По состоянию на 31 декабря основные средства включают:

	Первоначальная стоимость		Накопленная амортизация		Остаточная стоимость	
	2011 г.	2010 г.	2011 г.	2010 г.	2011 г.	2010 г.
Геологоразведка и добыча	75 372	66 991	(23 497)	(18 784)	51 875	48 207
Переработка, маркетинг и сбыт	18 871	15 344	(5 308)	(4 562)	13 563	10 782
Прочие виды деятельности	3 327	3 026	(1 017)	(825)	2 310	2 201
<b>Итого основные средства</b>	<b>97 570</b>	<b>85 361</b>	<b>(29 822)</b>	<b>(24 171)</b>	<b>67 748</b>	<b>61 190</b>

В течение 2011 года Компания приобрела земельные участки, бывшие ранее в аренде, и реклассифицировала права аренды земельных участков в сумме 86 млн долл. из статьи «Нематериальные активы» в статью «Основные средства» в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2011 г.

В течение 2011 года на мировом рынке транспортных услуг произошло снижение фрахтовых ставок и тарифов. В связи с этим Компания выявила наличие индикаторов обесценения стоимости трех двухкорпусных челночных нефтяных танкеров ледового класса, включенных в категорию «Прочие виды деятельности» основных средств. В соответствии с FASB ASC 360-10-35 «Основные средства: оценка после приобретения» Компания произвела сравнение текущей и справедливой стоимостей данных основных средств. Для оценки справедливой стоимости Компания использовала информацию о рыночной стоимости аналогичных нефтяных танкеров. Компания признала убыток от обесценения в размере 127 млн долл. США в составе прочих расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе.

В состав основных средств геологоразведки и добычи включены затраты, относящиеся к приобретению прав на недоказанные запасы в сумме 4 192 млн долл. США и 4 104 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., соответственно. У Компании существуют определенные планы по разработке и оценке соответствующих месторождений. Руководство Компании полагает, что данные затраты являются окупаемыми.

Компания использовала данные по объемам запасов нефти и газа (см. дополнительную информацию по нефтегазодобывающей деятельности) для расчета истощения основных средств, относящихся к нефтегазодобывающей деятельности, за 2011 и 2010 годы, а также для оценки обесценения нефтегазодобывающих активов.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 9. Основные средства, нетто (продолжение)

Как описано в Примечании 2, Компания ведет расчет истощения с использованием по-тонного метода на основании доказанных или доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа с учетом характера соответствующих затрат. Использование в рамках по-тонного метода данных о доказанных или доказанных разрабатываемых запасах предполагает продление лицензий Компании на добычу после истечения существующих сроков их действия в течение всего срока эксплуатации лицензионных месторождений Компании, как подробно рассматривается далее.

Разрабатываемые Компанией месторождения нефти и газа расположены преимущественно в Российской Федерации. Компания имеет лицензии на разведку и разработку этих месторождений, выданные государственными органами. Сроки окончания действия имеющихся лицензий на разработку и добычу углеводородов, в целом по Компании находятся в интервале от 2013 до 2051 года, при этом сроки действия лицензий на наиболее существенные месторождения истекают между 2013 и 2051 годом, а лицензия на добычу нефти на Приобском месторождении, являющимся крупнейшим из разрабатываемых месторождений, заканчивается в 2044 году. Срок эксплуатации существенных месторождений, разрабатываемых в рамках лицензионных соглашений, намного превышает указанные даты. В соответствии с российским законодательством Компания вправе продлить срок действия лицензии до конца срока эксплуатации месторождения при выполнении определенных условий. Распорядитель недр (Роснедра) продлевает лицензии на срок не более 25 лет, вне зависимости от расчетных сроков окончания разработки месторождений. В соответствии со статьей 10 Закона «О недрах» срок пользования участком недр «продлевается» по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения разработки месторождения при условии отсутствия нарушений условий лицензии.

В августе 2004 года в статью 10 были внесены изменения, в соответствии с которыми формулировка «может быть продлен» была заменена формулировкой «продлевается». Таким образом, в закон была внесена ясность в отношении абсолютного права недропользователя на продление срока действия лицензии при условии отсутствия нарушений условий лицензии. В 2007 - 2011 годах Компания получила продление сроков действия по 116 своим лицензиям на разработку основных месторождений на период до 25 лет, с учетом расчетных сроков эксплуатации каждого месторождения. Текущие планы добычи Компании основываются на предположении (которое руководство делает с достаточной степенью уверенности) о том, что Компания сможет продлить срок действия прочих существующих лицензий. Данные планы были подготовлены с учетом того, что Компания будет вести добычу углеводородного сырья до конца срока эксплуатации месторождений, а не исходя из того, что Компания будет максимально увеличивать темпы отбора запасов в течение срока действия лицензии.

Соответственно, руководство включило все запасы, отвечающие стандартным характеристикам «доказанных запасов» и которые по оценке Компании могут быть извлечены в течение всего срока эксплуатации лицензионных месторождений, в состав доказанных запасов, раскрываемых в качестве дополнительной информации о деятельности по разведке и добыче нефти и газа в рамках консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Доказанные запасы должны, в основном, ограничиваться запасами, которые могут быть добыты в течение срока действия лицензий, за исключением случаев, когда в течение длительного времени существует четкое указание на то, что срок действия лицензии будет однозначно продлен. По мнению Компании, срок действия лицензий будет однозначно продлен, как подробно рассматривается выше.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

### 10. Основные средства в лизинге, нетто

Компания получила в лизинг следующие объекты основных средств по состоянию на 31 декабря, которые отражены в составе статьи «Основных средства, нетто» (Примечание 9):

	2011 г.	2010 г.
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа	30	27
Минус: накопленное истощение	(8)	(6)
Остаточная стоимость основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа	22	21
<i>Прочие основные средства</i>		
Машины и оборудование	13	17
Транспортные средства	249	181
Итого	262	198
Минус: накопленная амортизация	(77)	(85)
Остаточная стоимость прочих основных средств	185	113
<b>Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг</b>	<b>207</b>	<b>134</b>

Лизинговые платежи по всем основным средствам погашаются следующим образом, по состоянию на 31 декабря 2011 г.:

2012 г.	27
2013 г.	21
2014 г.	19
2015 г.	18
2016 г. и позже	154
Вмененный процент	(55)
<b>Итого чистые дисконтированные лизинговые платежи</b>	<b>184</b>

Амортизация основных средств в лизинге включена в статью «Износ, истощение и амортизация» консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2011, 2010 и 2009 годы в сумме 19 млн долл. США, 39 млн долл. США и 26 млн долл. США, соответственно.

### *Операционная аренда*

Общая сумма расходов по операционной аренде составила:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Итого расходы по аренде	(303)	(233)	(240)
Итого доходы по договорам субаренды	5	1	2



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 11. Деловая репутация и нематериальные активы

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. гудвилл включает в себя превышение цены приобретений дополнительных долей в различных предприятиях сегмента переработки, маркетинга и сбыта и сегмента геологоразведки и добычи в сумме 3 793 млн долл. США и 714 млн долл. США, соответственно, над справедливой стоимостью соответствующей приобретенной доли в чистых активах.

В соответствии с FASB ASC 350 «Нематериальные активы – гудвилл и прочие нематериальные активы» Компанией был проведен годовой тест на обесценение гудвилла по состоянию на 1 октября 2011 г. с использованием наиболее актуальной информации, имеющейся на дату проведения теста. В результате данной годовой проверки обесценения гудвилла выявлено не было.

Гудвилл, образовавшийся в результате приобретения компаний, был распределен по соответствующим отчетным единицам, являющимся производственными сегментами – сегменту геологоразведки и добычи и сегменту переработки, маркетинга и сбыта. При оценке обесценения гудвилла текущая стоимость производственных сегментов (включая гудвилл) была сопоставлена с их расчётной справедливой стоимостью.

Справедливая стоимость производственных сегментов была определена Компанией при помощи модели дисконтированных денежных потоков. Будущие денежные поступления были скорректированы на риски, применительно к каждому активу, и дисконтированы по ставке, которая отражает средневзвешенную стоимость капитала Компании после налогообложения.

Бизнес-план Компании, утверждаемый Советом Директоров Компании, является первичным источником информации при определении справедливой стоимости производственных сегментов. Бизнес-план содержит внутренние прогнозы по добыче нефти и газа, прогнозы по объему переработки НПЗ, 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 предположений, таких как цены на нефть и природный газ, маржа нефтепереработки и маржа по нефтепродуктам, а также уровень инфляции, связанной с ростом издержек производства. Данные предположения основываются на существующих ценах, уровнях инфляции рубля и доллара США, других макроэкономических факторах, исторических тенденциях и изменениях.

Для определения справедливой стоимости производственных сегментов была найдена сумма дисконтированных денежных потоков по данным сегментам за 12 лет и остаточной стоимости производственных сегментов.

Для целей проведения теста на обесценение прогноз Компании по цене нефти сорта Urals был основан на прогнозных рыночных ценах.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

### 11. Деловая репутация и нематериальные активы (продолжение)

По состоянию на 31 декабря нематериальные активы включают:

	Первоначальная стоимость		Накопленная амортизация		Остаточная стоимость	
	2011 г.	2010 г.	2011 г.	2010 г.	2011 г.	2010 г.
Права аренды земельных участков	630	718	(157)	(125)	473	593
Права на использование товарных знаков «Сочи 2014»	172	172	(78)	(47)	94	125
Права на использование технологий в нефтехимическом производстве	90	—	—	—	90	—
Прочие	62	61	(17)	(12)	45	49
<b>Итого нематериальные активы</b>	<b>954</b>	<b>951</b>	<b>(252)</b>	<b>(184)</b>	<b>702</b>	<b>767</b>

Права аренды земельных участков были приобретены вместе с активами приобретенных компаний в 2007 году и амортизируются по линейному методу исходя из предполагаемого срока полезного использования, который составляет в среднем 20 лет.

Права на использование товарных знаков «Сочи 2014» были приобретены в 3 квартале 2009 года. Стоимость этих прав амортизируется по прямолинейному методу в течение срока полезного использования 5,5 лет, в течение которого Компания ожидает получить выгоды от использования данных активов.

Права на использование технологий в нефтехимическом производстве были приобретены Компанией в 2011 году в связи с началом строительства собственного нефтехимического производства на Дальнем Востоке. Амортизация прав отложена до начала пуска предприятия в эксплуатацию.

Амортизация нематериальных активов включена в статью «Износ, истощение и амортизация» консолидированных отчетов о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2011, 2010 и 2009 годы в сумме 71 млн долл. США, 81 млн долл. США и 61 млн долл. США, соответственно.

В следующей таблице представлена агрегированная оценка расходов по амортизации нематериальных активов за каждый из последующих пяти лет:

2012 г.	72
2013 г.	72
2014 г.	69
2015 г.	37
2016 г.	37
<b>Итого амортизация за пять последующих лет</b>	<b>287</b>

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 12. Прочие внеоборотные средства

По состоянию на 31 декабря прочие внеоборотные средства включают:

	2011 г.	2010 г.
Авансы, выданные под капитальное строительство	1 446	752
Затраты на выпуск долговых обязательств	70	60
Предоплаченное страхование	48	17
Прочие, нетто	125	128
<b>Итого прочие внеоборотные средства</b>	<b>1 689</b>	<b>957</b>

#### 13. Кредиторская задолженность и начисления

По состоянию на 31 декабря кредиторская задолженность и начисления включают:

	2011 г.	2010 г.
Поставщики и подрядчики	3 015	1 457
Заработная плата и аналогичные начисления	521	442
Авансы полученные	553	601
Расчеты по дивидендам	4	10
Остатки на счетах клиентов банка	1 231	1 067
Резервы предстоящих расходов	194	163
Прочие	303	121
<b>Итого кредиторская задолженность и начисления</b>	<b>5 821</b>	<b>3 861</b>

Кредиторская задолженность Компании выражена, главным образом, в рублях.

#### 14. Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность

По состоянию на 31 декабря краткосрочные кредиты и займы включают:

	2011 г.	2010 г.
Клиентские депозиты – отличные от рубля валюты	109	86
Клиентские депозиты – рубли	452	271
Векселя к уплате	27	84
Векселя к уплате – компании аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	1 237	1 312
Займы – компании аффилированные с ОАО «НК ЮКОС» – рубли	263	269
Обязательства по сделкам РЕПО	–	27
Прочие	377	286
	2 465	2 335
Краткосрочная часть долгосрочной задолженности	2 269	3 163
<b>Итого краткосрочная задолженность по кредитам и займам и доля долгосрочной задолженности, подлежащая погашению в текущем периоде</b>	<b>4 734</b>	<b>5 498</b>

Клиентские депозиты представляют собой срочные депозиты клиентов дочерних банков Компании. Процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,01% до 9,25% и депозитам в других валютах составляет от 0,01% до 6,90%.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 14. Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность (продолжение)

Средневзвешенная процентная ставка по векселям к уплате на 31 декабря 2011 г. составила 3,13%. Векселя учитываются по амортизируемой стоимости.

Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК «ЮКОС», в основном, представляют собой заемные средства, первоначально привлеченные от компаний, которые входили в состав группы ЮКОС на дату выпуска векселей. Векселя, в основном, подлежат уплате по предъявлению, и ставка по ним составляет от 0% до 18%. Векселя учитываются по амортизируемой стоимости.

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% и срок погашения которых наступил в конце 2007 года. Компания частично погасила указанные обязательства в связи с исполнением решения суда (см. Примечание 22).

В 2011 году Компания получала денежные средства по сделкам РЕПО и отражала данные операции как займ, обеспеченный корпоративными облигациями, принадлежащими Компании. На 31 декабря 2011 г. Компания не имела обязательств по сделкам РЕПО.

В 2011 году Компания произвела списание непредъявленных векселей с истекшим сроком исковой давности и признала доход в сумме 4 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих доходов.

По состоянию на 31 декабря долгосрочная задолженность включает:

	2011 г.	2010 г.
Банковские кредиты – отличные от рубля валюты	20 502	20 690
Банковские кредиты, привлеченные для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз» – доллары США	–	110
Клиентские депозиты – отличные от рубля валюты	68	44
Клиентские депозиты – рубли	165	277
Векселя к уплате	3	69
Прочие	88	30
	<b>20 826</b>	<b>21 220</b>
Краткосрочная часть долгосрочной задолженности	<b>(2 269)</b>	<b>(3 163)</b>
<b>Итого задолженность по долгосрочным кредитам и займам</b>	<b>18 557</b>	<b>18 057</b>

На 31 декабря 2011 г. процентные ставки по долгосрочным кредитам, выраженным в отличных от рубля валютах, составляют от ЛИБОР плюс 0,58% до 4,35%. Обеспечением по данным кредитам, в основном, являются экспортные поставки нефти.

В декабре 2011 года Компания получила денежные средства по долгосрочному синдицированному кредиту с плавающей процентной ставкой от группы иностранных банков на сумму 1,4 млрд долл. США и 0,47 млрд евро. Кредит подлежит погашению в течение 5 лет.

На 31 декабря 2011 г. банковский кредит, привлеченный для финансирования приобретения ОАО «Юганскнефтегаз», был полностью погашен.

На 31 декабря 2011 г. клиентские депозиты включают в себя срочные депозиты клиентов дочерних банков. Процентная ставка по рублевым депозитам составляет от 0,01% до 14,50%, и от 0,75% до 14,00% по депозитам в других валютах.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 14. Краткосрочные кредиты и долгосрочная задолженность (продолжение)

Средневзвешенная процентная ставка по векселям к уплате на 31 декабря 2011 г. составила 13,07%. Векселя учитываются по амортизируемой стоимости.

В основном, долгосрочные банковские кредиты 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.

Ряд кредитных соглашений содержат 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 г. и 2010 г. Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах.

График погашения долгосрочной задолженности по состоянию на 31 декабря 2011 г. приведен ниже:

2012 г.	2 269
2013 г.	908
2014 г.	1 248
2015 г.	1 665
2016 г. и позже	14 736
<b>Итого долгосрочная задолженность</b>	<b>20 826</b>

##### 15. Обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам

По состоянию на 31 декабря обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам включают:

	2011 г.	2010 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	1 285	1 103
Налог на добавленную стоимость	399	347
Акцизы	232	135
Налог на доходы физических лиц	15	16
Налог на имущество	88	66
Налог на прибыль	79	205
Прочие	48	99
<b>Итого обязательства по налогу на прибыль и прочим налогам</b>	<b>2 146</b>	<b>1 971</b>

Обязательства по вышеуказанным налогам включают в себя реструктуризированную задолженность (см. Примечание 20).

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 16. Акционерный капитал

В апреле 2011 года Компания выкупила 11 296 701 шт. собственных акций за 2,9 млрд руб. или 258 руб. за одну акцию, что составило 103,6 млн долл. США или 9,17 долл. США за одну акцию по официальному курсу ЦБ РФ на дату проведения операции.

10 июня 2011 г. общее годовое собрание акционеров утвердило дивиденды по обыкновенным акциям Компании по итогам 2010 года в сумме 29,3 млрд руб. или 2,76 руб. на одну акцию, что составляет 1,06 млрд долл. США или 0,1 долл. США на одну акцию по официальному курсу ЦБ РФ на дату утверждения дивидендов. Из них 964 млн долл. США относятся к акциям в обращении, включая налог на дивиденды по казначейским акциям в сумме 9 млн долл. США.

#### *Финансовый результат сделки со связанной стороной под общим контролем*

В июле 2011 года Компания завершила обмен доли в своей дочерней компании на долю в ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» (см. Примечание 8). Финансовый результат, уменьшенный на сумму налога на прибыль в размере 22 млн долл. США, составил 89 млн долл. США. Компания отразила финансовый результат за вычетом суммы налога на прибыль в составе добавочного капитала, так как сделка состоялась со связанной стороной под общим контролем.

#### *Изменение долей участия в дочерних компаниях*

В 2011 году Компания приобрела дополнительные доли участия в своих двух дочерних обществах. Эффект от этих операций на общую сумму 300 млн долл. США был отнесен на уменьшение добавочного капитала.

#### *Суммы к распределению среди акционеров*

Основой для распределения прибыли служит бухгалтерская отчетность ОАО «НК «Роснефть», составленная по российским стандартам, и существенно отличающаяся от отчетности по ГЛАП США (см. Примечание 2). 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.

#### 17. Экспортная пошлина

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, экспортная пошлина включает:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Экспортная пошлина по реализации нефти и газа	20 847	13 031	9 441
Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии	6 035	3 712	2 690
<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>26 882</b>	<b>16 743</b>	<b>12 131</b>

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

**18. Налог на прибыль и прочие налоги**

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

	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
Текущий налог на прибыль	<b>3 306</b>	2 897	2 106
Доход по отложенному налогу на прибыль	<b>(189)</b>	(253)	(106)
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>3 117</b>	2 644	2 000

Компания не является налогоплательщиком по консолидированной отчетности, то есть каждое дочернее предприятие предоставляет отдельную декларацию в соответствующие налоговые органы в основном в Российской Федерации.

Временные разницы, возникающие между данными настоящей консолидированной финансовой отчетности и налоговыми данными, привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря:

	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>
<i>Отложенный актив по налогу на прибыль, возникший в результате налогового эффекта по следующим статьям:</i>		
Обязательства, связанные с выбытием активов	<b>266</b>	209
Основные средства	<b>72</b>	54
Авансы выданные и прочие оборотные средства	<b>26</b>	18
Дебиторская задолженность	<b>20</b>	31
Кредиторская задолженность и начисления	<b>107</b>	82
Товарно-материальные запасы	<b>7</b>	9
Финансовые вложения	<b>65</b>	34
Процентный своп	<b>34</b>	39
Налоговый убыток, перенесенный на будущие периоды	<b>44</b>	–
Прочие	<b>93</b>	96
<b>Итого отложенный налоговый актив</b>	<b>734</b>	572
Резерв под отложенный актив по налогу на прибыль	<b>(300)</b>	(273)
<b>Отложенный актив по налогу на прибыль нетто</b>	<b>434</b>	299
<i>Отложенное обязательство по налогу на прибыль, возникшее в результате налогового эффекта по следующим статьям:</i>		
Стоимость прав на добычу нефти и газа	<b>(2 209)</b>	(2 409)
Основные средства и прочее	<b>(2 571)</b>	(2 585)
<b>Отложенное обязательство по налогу на прибыль</b>	<b>(4 780)</b>	(4 994)
<b>Чистое отложенное обязательство по налогу на прибыль</b>	<b>(4 346)</b>	(4 695)

Классификация отложенного налога:

	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>
Отложенные налоговые активы – текущие	<b>216</b>	174
Отложенные налоговые активы – долгосрочные	<b>218</b>	125
Задолженность по отложенным налогам – текущая	<b>(127)</b>	(86)
Задолженность по отложенным налогам – долгосрочная	<b>(4 653)</b>	(4 908)

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 18. Налог на прибыль и прочие налоги (продолжение)

Несмотря на то, что Компания не является единым налогоплательщиком на основе консолидированной отчетности, расчётная сумма налога на прибыль соотносится с фактическими расходами за годы, оканчивающиеся 31 декабря, следующим образом:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Прибыль до налогообложения и доли меньшинства	15 706	13 316	8 519
Ставка налога на прибыль	20%	20%	20%
Расчётный налог на прибыль	3 141	2 663	1 704
Добавить/(исключить) влияние следующих факторов:			
Изменение величины резерва под отложенный актив по налогу на прибыль	27	50	(15)
Эффект льготных ставок по налогу на прибыль	(200)	(331)	(175)
Перерасчет налога на прибыль за предыдущие периоды	–	–	4
Непризнанные налоговые выгоды	(28)	20	2
Постоянные разницы, возникающие вследствие:			
Расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу, нетто	94	362	493
Курсовые разницы, нетто	(21)	(20)	(90)
Пени за неуплату налогов	–	3	–
Прочие постоянные разницы	104	(103)	77
<b>Налог на прибыль</b>	<b>3 117</b>	<b>2 644</b>	<b>2 000</b>

«Эффект льготных ставок по налогу на прибыль» представляет собой эффект пониженных ставок по налогу на прибыль для ОАО «НК «Роснефть» и некоторых ее дочерних обществ в соответствии с региональным законодательством. В соответствии с данными законами, льгота в виде снижения ставки налога на 4%-4,5% предоставляется предприятиям, добывающим нефть и газовый конденсат, реализующим на территории регионов программы капитальных вложений, согласованные с администрацией регионов, участвующим в реализации социальных программ, перерабатывающим нефть, а также осуществляющим сбыт нефтепродуктов. Данная льгота предоставляется в различных регионах на ежегодной или ежемесячной основе.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Компания провела анализ своих налоговых позиций на наличие неопределенности в признании и оценке по ним. На основании анализа Компания считает, что большинство налоговых позиций, указанных в декларации по налогу на прибыль и уменьшающих его налоговую базу, с вероятностью скорее да, чем нет, выдержат проверку налоговых органов, что подтверждается результатами проведенных проверок деклараций по налогу на прибыль.

Кроме налога на прибыль Компания начислила следующие налоги:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Налог на добычу полезных ископаемых	14 022	9 051	6 502
Акцизы	1 873	1 105	893
Налог на имущество	390	284	236
Прочие	626	480	430
<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>16 911</b>	<b>10 920</b>	<b>8 061</b>



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 19. Обязательства, связанные с выбытием активов

Изменение обязательств, связанных с выбытием активов, выглядит следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Обязательства, связанные с выбытием активов, на начало отчетного периода	2 328	1 772
Признание дополнительных обязательств по новым скважинам	99	88
Прирост обязательств	146	107
Увеличение обязательств в результате изменения оценочных данных	104	383
Расходы, понесенные по ранее начисленным обязательствам	(35)	(22)
<b>Обязательства, связанные с выбытием активов, на конец отчетного периода</b>	<b>2 642</b>	<b>2 328</b>

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.

#### 20. Прочие долгосрочные обязательства

По состоянию на 31 декабря прочие долгосрочные обязательства включают:

	2011 г.	2010 г.
Реструктуризированная задолженность по налогам	–	1 020
Обязательства по долгосрочной аренде	166	97
Доходы будущих периодов	–	20
Обязательства перед муниципальными органами по мировым соглашениям	29	51
Обязательства по правам на использование товарных знаков «Сочи 2014» (Примечание 11)	24	38
Обязательства по восстановлению окружающей среды	85	111
Прочие	17	2
<b>Итого прочие долгосрочные обязательства</b>	<b>321</b>	<b>1 339</b>

План реструктуризации предусматривал выплату суммы реструктуризированной налоговой задолженности поквартально по установленному графику в течение пяти лет начиная с марта 2008 года. За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., сумма выплат без учета процентов составила, соответственно, 15,9 млрд руб. и 6,4 млрд руб. (512,2 млн долл. США и 210,4 млн долл. США, соответственно, по официальному курсу ЦБ РФ на даты выплат). В октябре 2011 года Компания произвела досрочное погашение основного долга по налогам в общей сумме 8,5 млрд руб. (259 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату выплаты), в связи с чем Компания списала большую часть реструктуризированной задолженности на общую сумму 22,2 млрд руб. (718,1 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату списания задолженности). Компания отразила прибыль в размере списанной реструктуризированной задолженности в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих доходов. Остаток реструктуризированной задолженности на 31 декабря 2011 г. учитывается в составе краткосрочных обязательств и составляет 1,6 млрд руб. (49,0 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.).

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 20. Прочие долгосрочные обязательства (продолжение)

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

На 31 декабря 2011 и 2010 гг. сумма начисленных обязательств по восстановлению окружающей среды составила 123 млн долл. США и 145 млн долл. США, соответственно, из которых 38 млн долл. США и 34 млн долл. США, соответственно включены в краткосрочные обязательства (см. Примечание 13). Начисленные обязательства будут погашаться в течение четырех лет и отражены по дисконтированной стоимости по ставке 11%.

##### 21. Операции со связанными сторонами

В ходе основной хозяйственной деятельности Компания регулярно взаимодействует с другими предприятиями, которые напрямую или косвенно контролируются Правительством Российской Федерации. Такими предприятиями являются ОАО «Газпром», ОАО «РЖД», ОАО «Сбербанк», «Внешэкономбанк», ОАО «Банк ВТБ», ОАО «Газпромбанк», ОАО «АК «Транснефть», некоторые компании энергетического сектора, а также органы федеральной власти, в том числе налоговые органы.

Суммы операций и остатков с компаниями, которые контролируются Правительством Российской Федерации, за каждый из отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря указаны в таблицах ниже:

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b><i>Выручка от реализации и доходы</i></b>			
Реализация нефти и газа	967	248	164
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	849	644	293
Вспомогательные услуги и прочая реализация	53	50	103
Проценты к получению	244	228	95
	<b>2 113</b>	<b>1 170</b>	<b>655</b>
<b><i>Затраты и расходы</i></b>			
Производственные и операционные расходы	339	173	192
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	6 172	4 152	3 054
Прочие расходы	227	3	69
Проценты к уплате	1	8	109
Банковская комиссия	11	9	12
	<b>6 750</b>	<b>4 345</b>	<b>3 436</b>
<b><i>Прочие операции</i></b>			
Реализация краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений	48	—	505
Приобретение краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений	306	21	31
Поступление краткосрочных и долгосрочных кредитов	—	—	2
Выплата краткосрочных и долгосрочных кредитов	112	1 412	3 466
Кредиты/займы выданные	36	—	—
Депозиты размещенные	991	3 466	1 897
Депозиты погашенные	5 684	797	86

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

**21. Операции со связанными сторонами (продолжение)**

	<b>31 декабря 2011 г.</b>	<b>31 декабря 2010 г.</b>
<i><b>Активы</b></i>		
Денежные средства и их эквиваленты	1 703	2 520
Дебиторская задолженность	371	171
Авансы выданные и прочие оборотные средства	486	502
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения	342	4 444
	<b>2 902</b>	<b>7 637</b>
<i><b>Обязательства</b></i>		
Кредиторская задолженность	48	50
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)	4	114
	<b>52</b>	<b>164</b>

Суммы операций со связанными сторонами (за исключением компаний, контролируемых Правительством Российской Федерации), в основном являющимися компаниями, учитываемыми по методу участия в капитале, или совместными предприятиями, за каждый из отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря, а также суммы остатков по расчетам со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря указаны в таблицах ниже:

	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
<i><b>Выручка от реализации и доходы</b></i>			
Реализация нефти и газа	53	43	27
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	171	130	115
Вспомогательные услуги и прочая реализация	307	203	336
Проценты к получению	35	36	27
Доход от дивидендов	30	37	178
	<b>596</b>	<b>449</b>	<b>683</b>
<i><b>Затраты и расходы</b></i>			
Производственные и операционные расходы	315	343	261
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	2 714	1 480	1 342
Прочие расходы	357	111	218
Проценты к уплате	1	3	–
	<b>3 387</b>	<b>1 937</b>	<b>1 821</b>
<i><b>Прочие операции</b></i>			
Приобретение краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений	168	8	121
Поступление краткосрочных и долгосрочных кредитов	1	1	78
Выплата краткосрочных и долгосрочных кредитов	47	141	1
Кредиты выданные	11	162	69
Погашение кредитов/займов выданных	216	4	3

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 21. Операции со связанными сторонами (продолжение)

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность	269	247
Авансы выданные и прочие оборотные средства	9	9
Краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения	500	460
	<u>778</u>	<u>716</u>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность	269	132
Краткосрочные и долгосрочные кредиты и займы (включая проценты)	208	258
	<u>477</u>	<u>390</u>

##### 22. Условные события и обязательства

###### *Политико-экономическая ситуация в России*

В России продолжают 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 2010 году и на протяжении 2011 года 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.

###### *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 жесткий режим 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.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

##### *Налогообложение (продолжение)*

В Российской Федерации налоговая декларация подлежит пересмотру и проверке в течение трех лет. Проведение выездной налоговой проверки или проверки лобой 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.

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 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. (39 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2010 г.), отраженных в составе НДС к возмещению из бюджета. На 31 декабря 2011 г. сумма НДС, по которому возможен риск невозмещения, снизилась до незначительной 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.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные события 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 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. (6,1 млрд долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.).

##### *Вопросы защиты окружающей среды*

В силу специфики своей деятельности, Роснефть и ее дочерние общества подпадают под действие федерального законодательства об охране окружающей среды. Большая часть финансовых обязательств в сфере экологии возникает как результат выбросов вредных веществ в атмосферу, случайного разлива загрязняющих веществ на рельеф местности и размещения отходов. Выплаченные суммы, включая штрафные санкции и иные обязательства за загрязнение окружающей среды, Компания считает незначительными в масштабах своей деятельности.

В своей операционной деятельности Компания стремится соответствовать международным стандартам по охране окружающей среды и постоянно контролирует соответствие данным стандартам. В целях улучшения природоохранной деятельности, Компания предпринимает ряд мероприятий по уменьшению отрицательного воздействия текущей деятельности на окружающую среду.

В Российской Федерации законодательство, регулирующее защиту окружающей среды, находится в стадии развития, и Компания оценивает свои обязательства в соответствии с ним. В настоящее время не представляется возможным оценить с достаточной точностью обязательства Компании, которые могут возникнуть в случае внесения изменений в законодательство.

Руководство Компании считает, что при условии сохранения существующего законодательства Компания не имеет вероятных обязательств, которые необходимо было бы доначислить сверх сумм, уже отраженных в настоящей консолидированной финансовой отчетности, и которые могут иметь существенное негативное влияние на результаты хозяйственной деятельности или на финансовое состояние Компании.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

##### *Социальная деятельность и спонсорство*

Компания обязана обеспечивать функционирование объектов социальной сферы, которые не находятся в собственности Компании и не показаны в настоящей консолидированной финансовой отчетности, а также несет и другие социальные и спонсорские расходы. Основными категориями социальных затрат являются здравоохранение, образование и наука, спорт, культура, поддержка ветеранов и инвалидов. Благотворительная и спонсорская деятельность направлена на сотрудничество с администрациями областей, районов, муниципальных образований, общественными благотворительными организациями.

В рамках благотворительности Компания ведет работу по возрождению культурного и исторического наследия России. Компания получает определенные региональные налоговые льготы для дальнейшего развития бизнеса.

Расходы Компании на социальную сферу составили 153 млн долл. США, 45 млн долл. США и 30 млн долл. США, затраты на благотворительную, финансовую и спонсорскую помощь 269 млн долл. США, 71 млн долл. США и 168 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 годах, соответственно. Данные расходы учтены в консолидированных отчетах о прибылях и убытках и совокупном доходе в составе прочих расходов.

##### *Пенсионное обеспечение*

Компания и ее дочерние предприятия производят отчисления в государственный Пенсионный фонд Российской Федерации. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы и относятся на затраты по мере начисления.

Компания также поддерживает корпоративный пенсионный план с заранее определенными взносами для финансирования негосударственных пенсий работников. В 2011, 2010 и 2009 годах Компания перечислила и отразила в расходах по корпоративному пенсионному плану 95 млн долл. США, 90 млн долл. США и 95 млн долл. США, соответственно.

##### *Гарантии и возмещения*

По состоянию на 31 декабря 2011 г. Роснефть и ее некоторые дочерние компании предоставили гарантии в качестве обеспечения некоторых кредитных договоров, в основном для других дочерних обществ Компании. В соответствии с заключенными договорами, поручители принимают обязательство перед банками исполнить гарантированные обязательства и уплатить банку всю сумму неуплаченных гарантированных обязательств, включая проценты.

Все платежи, которые Компания должна осуществить по предоставленным гарантиям, осуществляются без какого-либо зачета или встречного требования. Обязательства Компании по выданным гарантиям действительны при любом изменении гарантированных обязательств. После уплаты и полного удовлетворения всех сумм в соответствии с гарантиями Роснефть имеет право осуществить свои права на передачу своей части всех соответствующих прав банка в отношении заемщика в соответствии с кредитными договорами. В случае если Роснефть осуществляет платеж по гарантии, у нее возникает право обратного требования этого платежа у дебитора.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

##### *Гарантии и возмещения (продолжение)*

В ноябре 2009 года Роснефть заключила договор поручительства по исполнению платежных и иных обязательств ООО «РН-Туапсинский НПЗ», 100% дочернего общества Роснефти, по договору поставки газотурбинных агрегатов компанией Siemens Industrial Turbomachinery AB на срок до 30 сентября 2012 г. в сумме 960 млн шведских крон (139 млн долл. США по кросс-курсу, основанному на данных ЦБ РФ, на 31 декабря 2011 г.). В ноябре 2009 года Роснефть подписала кредитное соглашение с западным банком на финансирование данного договора поставки.

В сентябре 2011 года Роснефть заключила договор поручительства по исполнению платежных и иных обязательств ООО «Нефтепромлизинг», дочернего общества Роснефти, по договору поставки нефтегазового оборудования на срок до 30 сентября 2016 г. в сумме 500 млн долл. США. В сентябре 2011 года ООО «Нефтепромлизинг» подписал кредитное соглашение с иностранными банками на финансирование данного договора поставки. В октябре 2011 года ООО «Нефтепромлизинг» осуществило выборку по этому кредитному соглашению в полном объеме.

##### *Судебные разбирательства*

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. (401 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.). Арбитраж, сформированный в соответствии с правилами Международной Торговой Палаты (МТП), вынес решение против ОАО «Самаранефтегаз» в сумме 3,1 млрд руб. (96 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.) 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.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

###### *Судебные разбирательства (продолжение)*

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 160 млн долл. США 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». Арбитражный суд г. Москвы недавно назначил слушания на 21 февраля 2012 г. для рассмотрения вопроса о том, необходимо ли также возобновлять производство по соответствующему делу.

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.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

##### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

###### *Судебные разбирательства (продолжение)*

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. На настоящий момент ожидается, что ответ «ЮКОС Капитал С.а.р.л.» будет представлен в феврале 2012 года.

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 1 286 млн руб. (40 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.), 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. (62 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.).

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. (54 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на дату уплаты).

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 2 137 млн руб. (66 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.), 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 1 756 млн руб. (55 млн долл. США по официальному курсу ЦБ РФ на 31 декабря 2011 г.). Данные условные обязательства, в отношении которых высока вероятность возникновения соответствующих расходов, начислены в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

##### *Судебные разбирательства (продолжение)*

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.

##### *Лицензионные соглашения*

В соответствии с лицензионными соглашениями в сфере недропользования и соглашениями, заключаемыми с региональными властями, Компании требуется поддерживать на определенном уровне расходы на защиту окружающей среды, а также капитальные расходы. Как правило, данные расходы включены в оперативные и капитальные бюджеты, и отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены в соответствии с существующей учетной политикой в части соответствующих расходов и затрат.

##### *Поставки нефти*

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.

##### *Обмен акциями с ВР*

14 января 2011 г. ОАО «НК «Роснефть» и компания ВР р.л.с. (далее «ВР») заключили соглашение об обмене акциями (далее «Обмен Акциями»). Для Обмена Акциями ВР планировала выпустить 988 694 683 обыкновенных акций в обмен на 1 010 158 003 акций ОАО «НК «Роснефть». Завершение Обмена Акциями планировалось осуществить до 14 апреля 2011 г. Компания без отказа от любых своих прав приняла 13 апреля 2011 г. решение продлить до 16 мая 2011 г. срок действия соглашения об обмене акциями с ВР. Соглашение об обмене акциями прекратило свое действие 16 мая 2011 г. Отмена Обмена Акциями не оказала эффекта на консолидированную финансовую отчетность.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 22. Условные события и обязательства (продолжение)

##### *Стратегическое партнерство с ExxonMobil*

В августе 2011 года ОАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil заключили Соглашение о стратегическом сотрудничестве, в соответствии с которым компании планируют совместно осуществлять ряд проектов в области геологоразведки и освоения углеводородных месторождений в России, США и других странах мира, начинают работы по обмену технологиями и опытом. Соглашение предусматривает инвестирование около 3,2 млрд долл. США в геологоразведку и освоение трех лицензионных участков – Восточно-Приноземельские -1, -2, -3 в Карском море и Туапсинского лицензионного участка в Черном море в соответствии с окончательными договорами, подлежащими заключению сторонами на основе определенных в Соглашении принципов. Помимо этого, Компания рассмотрит возможность приобретения доли участия в ряде геологоразведочных и действующих проектов ExxonMobil в Северной Америке, включая месторождения на шельфе Мексиканского залива, месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Техасе, США, Канаде, и проекты в других странах. Компании также договорились совместно изучить возможности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в Западной Сибири.

#### 23. Информация о производственных сегментах

Ниже приводится информация о производственных сегментах деятельности Компании в соответствии с требованиями FASB ASC 280 «Отчетность по сегментам». Компания определяет производственные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов, отвечающих за основные направления деятельности, регулярно анализируются руководством Компании. Сегмент геологоразведки и добычи занимается разведкой, освоением месторождений и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки, маркетинга и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками, реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. Корпоративные активы распределены в состав сегмента геологоразведки и добычи и сегмента переработки, маркетинга и сбыта пропорционально выручке данных сегментов. К категории прочих видов деятельности отнесены услуги по бурению, строительству, а также банковские, финансовые услуги и прочие виды деятельности. В основном вся деятельность Компании осуществляется на территории Российской Федерации. Также географические регионы в Российской Федерации имеют по существу похожие экономические и нормативные условия. В связи с этим, Компания не раскрывает отдельно географические сегменты.

Основные аспекты учётной политики применительно к каждому из производственных сегментов соответствуют учётной политике, применявшейся при подготовке консолидированной финансовой отчётности. Операции по реализации товаров и услуг между производственными сегментами осуществляются по ценам, согласованным между Роснефтью и ее дочерними предприятиями.

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

**23. Информация о производственных сегментах (продолжение)**

Показатели производственных сегментов за 2011 год:

	<b>Геолого- разведка и добыча</b>	<b>Переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>Прочие виды деятельности</b>	<b>Итого исключение</b>	<b>Консолиди- рованные данные</b>
Выручка, поступившая от внешних потребителей	1 699	87 437	2 839	–	91 975
Межсегментная реализация	24 083	5 925	8 585	(38 593)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>25 782</b>	<b>93 362</b>	<b>11 424</b>	<b>(38 593)</b>	<b>91 975</b>
Производственные и операционные расходы и стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	2 586	12 568	1 444	–	16 598
Износ, истощение и амортизация	4 945	816	235	–	5 996
Операционная прибыль	11 218	35 484	7 771	(38 593)	15 880
Итого прочие расходы, нетто					(174)
Прибыль до налогообложения					15 706
<b>Итого активов</b>	<b>53 975</b>	<b>41 424</b>	<b>10 569</b>	<b>–</b>	<b>105 968</b>

Показатели производственных сегментов за 2010 год:

	<b>Геолого- разведка и добыча</b>	<b>Переработка, маркетинг и сбыт</b>	<b>Прочие виды деятельности</b>	<b>Итого исключение</b>	<b>Консолиди- рованные данные</b>
Выручка, поступившая от внешних потребителей	1 149	59 847	2 051	–	63 047
Межсегментная реализация	17 737	4 337	7 845	(29 919)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>18 886</b>	<b>64 184</b>	<b>9 896</b>	<b>(29 919)</b>	<b>63 047</b>
Производственные и операционные расходы и стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	2 348	3 746	1 084	–	7 178
Износ, истощение и амортизация	4 503	864	230	–	5 597
Операционная прибыль	10 111	28 167	5 140	(29 919)	13 499
Итого прочие расходы, нетто					(183)
Прибыль до налогообложения					13 316
<b>Итого активов</b>	<b>49 961</b>	<b>35 871</b>	<b>7 997</b>	<b>–</b>	<b>93 829</b>

Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

23. Информация о производственных сегментах (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2009 год:

	Геолого-разведка и добыча	Переработка, маркетинг и сбыт	Прочие виды деятельности	Итого исключение	Консолидированные данные
Выручка, поступившая от внешних потребителей	981	44 358	1 487	–	46 826
Межсегментная реализация	9 723	2 876	5 490	(18 089)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>10 704</b>	<b>47 234</b>	<b>6 977</b>	<b>(18 089)</b>	<b>46 826</b>
Производственные и операционные расходы и стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	1 935	3 239	740	–	5 914
Износ, истощение и амортизация	3 405	755	190	–	4 350
Операционная прибыль	5 172	17 437	4 608	(18 089)	9 128
Итого прочие расходы, нетто					(609)
Прибыль до налогообложения					8 519
<b>Итого активов</b>	<b>47 531</b>	<b>28 522</b>	<b>7 179</b>	<b>–</b>	<b>83 232</b>

Расшифровка выручки в разрезе реализации на внутреннем и внешнем рынках представлена ниже.

	2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b>Реализация нефти и газа</b>			
Реализация сырой нефти в странах дальнего зарубежья – Европа и прочие направления	32 496	22 895	18 275
Реализация сырой нефти в странах дальнего зарубежья – Азия	12 488	9 824	4 744
Реализация сырой нефти в странах ближнего зарубежья – СНГ	1 847	1 363	1 313
Реализация сырой нефти на внутреннем рынке	100	269	134
Реализация газа на внутреннем рынке	486	416	354
<b>Всего реализация нефти и газа</b>	<b>47 417</b>	<b>34 767</b>	<b>24 820</b>
<b>Реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>			
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья – Европа и прочие направления	17 009	8 401	6 827
Реализация нефтепродуктов в странах дальнего зарубежья – Азия	7 616	5 985	4 895
Реализация нефтепродуктов в странах ближнего зарубежья – СНГ	277	172	144
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	16 093	11 686	8 630
Реализации нефтехимии на внутреннем рынке	332	297	170
Реализация нефтехимии в странах дальнего и ближнего зарубежья	1 693	119	70
<b>Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>	<b>43 020</b>	<b>26 660</b>	<b>20 736</b>

Компания имела одного крупного покупателя в течение 2011 года, а также по одному в 2010 и 2009 годах, в отношении каждого из которых выручка составляла 10% и более в каждом из указанных периодов. Выручка от реализации данным покупателям составила 13 937 млн долл. США, 9 559 млн долл. США и 5 332 млн долл. США, или соответственно 15%, 15% и 11% от совокупной выручки от реализации. Указанная выручка от реализации, в основном, отражена в составе сегмента «Переработка, маркетинг и сбыт». Руководство не считает, что Компания зависит от какого-либо конкретного покупателя.

**Перевод с оригинала на английском языке**

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками**

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
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	277	326	–	603
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	259	359	–	618
Производные финансовые инструменты	–	3	–	3
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	146	13	–	159
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>682</b>	<b>701</b>	<b>–</b>	<b>1 383</b>
<b>Краткосрочные обязательства:</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(121)	–	(121)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(121)</b>	<b>–</b>	<b>(121)</b>
	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2010 г.			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	154	575	–	729
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	129	131	–	260
Производные финансовые инструменты	–	77	–	77
Чистые активы для продажи	55	–	–	55
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	–	17	–	17
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>338</b>	<b>800</b>	<b>–</b>	<b>1 138</b>
<b>Краткосрочные обязательства:</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(191)	–	(191)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(191)</b>	<b>–</b>	<b>(191)</b>

Рынок для ряда финансовых активов и обязательств не является активным. В соответствии с требованиями FASB ASC 820-10-35-47 для определения справедливой стоимости таких активов и обязательств были использованы наблюдаемые данные Уровня 2.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)

Активы и обязательства Компании, которые оцениваются по справедливой стоимости на неповторяющейся 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
<b>Активы:</b>				
<b>Внеоборотные средства</b>				
Основные средства	92	–	–	92
Инвестиции, учтенные по методу участия в капитале	71	–	–	71
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>163</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>163</b>

На 31 декабря 2011 г. основные средства представляют собой справедливую стоимость трех двухкорпусных челночных нефтяных танкеров ледового класса (см. Примечание 9). На 31 декабря 2011 г. инвестиции, учтенные по методу участия в капитале, представляют собой вложения Компании в ОАО «Кубаньэнерго» и ОАО «Томская распределительная компания», учтенные по справедливой стоимости (см. Примечание 8).

Компания в процессе осуществления своей деятельности подвержена различным финансовым рискам, в частности валютным рискам, рискам изменения цен на товары, рискам изменения процентной ставки и кредитным рискам. Компания управляет этими рисками и отслеживает их влияние на постоянной основе.

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, ценных бумаг, хранящихся до срока погашения, векселей полученных, дебиторской и кредиторской задолженности, прочих оборотных средств приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей отчетности. Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в 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 и 2010 гг. составила 18 727 млн долл. США и 18 555 млн долл. США, соответственно. Эта стоимость включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

Большую часть выручки Компания получает в долларах США. Кроме того, большая часть финансовой и инвестиционной деятельности, расчетов по обязательствам и договорам также осуществляется в долларах США. Значительная часть операционных и капитальных затрат, расчетов по прочим обязательствам и договорам, включая обязательства по налогам, осуществляются в рублях. В результате Компания подвержена валютному риску.

Компания заключает контракты для экономического хеджирования рисков, связанных с укреплением рубля по отношению к доллару США и увеличением процентных расходов по кредитам, полученным Компанией. Данные инструменты не учитываются как операции хеджирования согласно FASB ASC 815.



## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)

В декабре 2007 года Компания заключила сделку процентного свопа («SWAP») на пять лет, применяемую к условной сумме 3 млрд. долл. США. Данная сделка позволяет конвертировать плавающую ставку ЛИБОР в определенную фиксированную ставку. Вторая сторона по сделке процентного SWAP имеет право расторгнуть сделку. Справедливая стоимость сделки SWAP была отражена в консолидированных балансах на 31 декабря 2011 и 2010 гг. в сумме 81,4 млн долл. США и 157,8 млн долл. США, соответственно, в составе прочих краткосрочных обязательств. Изменение справедливой стоимости было отражено как уменьшение процентов к уплате в сумме 76,4 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2011 год.

В декабре 2008 года Компания заключила сделку процентного SWAP на пять лет, применяемую к условной сумме 500 млн долл. США. 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. Справедливая стоимость сделки SWAP была отражена в консолидированных балансах на 31 декабря 2011 и 2010 гг. в сумме 29,3 млн долл. США и 33,4 млн долл. США, соответственно, в составе прочих краткосрочных обязательств. Изменение справедливой стоимости было отражено как уменьшение процентов к уплате в сумме 4,1 млн долл. США в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2011 год.

Компания заключает с двумя российскими банками договоры структурированного депозита с фиксированной процентной ставкой (см. Примечание 4). 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 консолидированных балансах на 31 декабря 2011 г. в составе прочих оборотных активов и в составе прочих краткосрочных обязательств и на 31 декабря 2010 г. в составе прочих оборотных активов (см. Примечание 7). Результирующее изменение справедливых стоимостей встроенных опционов было отражено как прибыль/(убыток) от курсовых разниц в консолидированном отчете о прибылях и убытках и совокупном доходе за 2011 год.

Договоры структурированных депозитов и связанные с ними прибыли и убытки представлены ниже:

Период размещения	Период возврата	Номинальная сумма	Справедливая стоимость		Прибыль/(убыток) от курсовых разниц	
			31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	2011 г.	2010 г.
май 2010 г.	май 2011 г.	995	–	11	(11)	11
июнь 2010 г.	июнь 2011 г.	200	–	5	(5)	5
июль 2010 г.	июль 2011 г.	750	–	15	(15)	15
сентябрь 2010 г.	сентябрь 2011 г.	250	–	6	(6)	6
октябрь 2010 г.	октябрь 2011 г.	443	–	10	(10)	10
ноябрь 2010 г.	ноябрь 2011 г.	957	–	27	(27)	27
декабрь 2010 г.	декабрь 2011 г.	100	–	3	(3)	3
февраль 2011 г.	февраль 2012 г.	500	(9)	–	(9)	–
март 2011 г.	март 2012 г.	50	(1)	–	(1)	–
август 2011 г.	декабрь 2011 г.	100	–	–	–	–
ноябрь 2011 г.	май 2012 г.	200	1	–	1	–
ноябрь 2011 г.	ноябрь 2012 г.	200	3	–	3	–
		4 745	(6)	77	(83)	77

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### **24. Справедливая стоимость финансовых инструментов и управление рисками (продолжение)**

Справедливая стоимость сделок процентного SWAP и встроенных опционов базируется на оценочных суммах, которые Компания выплатила бы или получила бы в случае завершения контрактов по состоянию на 31 декабря 2011 г.

#### **25. События после отчетной даты**

В феврале 2012 года ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Сбербанк России» подписали предварительное соглашение о приобретении Роснефтью 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 ВСТО. Сумма сделки была определена в размере 444 млн долл. США.

## Перевод с оригинала на английском языке

### ОАО «НК «Роснефть»

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

В соответствии с FASB ASC 932 «Добывающие отрасли – нефть и газ» подраздел 235 «Примечания к финансовой отчетности» Компания предоставляет дополнительную информацию о своих операциях, связанных с нефтегазодобывающей деятельностью. Несмотря на то, что 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 соответствии с FASB ASC 932-235-50-1C Компания не предоставляет полную детализированную информацию о компаниях, учитываемых по методу участия в капитале, за нематериальностью результатов в сравнении с результатами консолидируемых компаний.

##### Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа

###### Консолидированные компании:

	31 декабря	
	2011 г.	2010 г.
Стоимость основных средств, относящихся к запасам нефти и газа:		
Доказанным	71 115	62 960
Недоказанным	4 192	4 104
<b>Итого капитализированные затраты</b>	<b>75 307</b>	<b>67 064</b>
Накопленный износ, истощение и оценочные резервы	(22 952)	(18 370)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>52 355</b>	<b>48 694</b>

Доля Компании в капитализированных затратах компаний, учитываемых по методу участия в капитале, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составила 2 643 млн долл. США и 2 631 млн долл. США, соответственно.

Остаточная стоимость прав на добычу по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составила 15,7 млрд долл. США и 16,2 млрд долл. США, соответственно.

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

Консолидированные компании:	2011 г.	2010 г.	2009 г.
Затраты на приобретение запасов нефти и газа:			
Доказанных	–	–	–
Недоказанных	254	140	96
Затраты на геологоразведочные работы	448	439	325
Затраты на разработку	7 989	6 618	5 422

Доля Компании в затратах, связанных с приобретением, разведкой и освоением запасов нефти и газа, компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в 2011, 2010 и 2009 годах составила 522 млн долл. США, 324 млн долл. США и 493 млн долл. США, соответственно.

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

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

**Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа**

<b>Консолидированные компании:</b>	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
Выручка:			
Выручка от реализации на сторону	26 237	18 284	13 463
Передача	12 863	12 902	10 056
<b>Итого выручка</b>	<b>39 100</b>	<b>31 186</b>	<b>23 519</b>
Затраты на добычу (не включая налоги)	2 445	2 319	1 869
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	838	740	630
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	448	439	325
Прирост обязательств, связанных с выбытием активов	146	107	87
Износ, истощение, амортизация и оценочные резервы	4 943	4 503	3 318
Налоги, кроме налога на прибыль	14 564	10 034	6 867
Налог на прибыль	2 110	1 845	1 029
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>13 606</b>	<b>11 199</b>	<b>9 394</b>

Определение выручки основано на рыночных ценах в пункте поставки нефти добывающими предприятиями.

Доля Компании в результатах деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в 2011, 2010 и 2009 годах составила в 594 млн долл. США, 234 млн долл. США и 229 млн долл. США, соответственно.

**Информация об объемах запасов**

Порядок формирования и представления в отчетности информации о доказанных запасах регулируется Комиссией по ценным бумагам и биржам США. Оценка запасов Компании на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. была произведена инженерами-нефтяниками – внешней независимой стороной.

Доказанные запасы нефти и газа Компании расположены исключительно на территории Российской Федерации.

Доказанные запасы представляют собой объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с достаточной долей вероятности будут экономически производимыми в будущих периодах из определенных месторождений при существующих экономических условиях, методах добычи и государственном регулировании. 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, если пролонгация таких соглашений обоснованно вероятна. 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, или для извлечения которых требуется оборудование, стоимость которого несопоставимо мала по сравнению со стоимостью новой скважины.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 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 доказанные 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 участками, которые определено будут продуктивными после бурения, кроме тех случаев, когда существует надежная технология, которая с достаточной долей вероятности делает экономически обоснованной разработку более отдаленных участков. Непробуренные участки могут классифицироваться как имеющие доказанные неразрабатываемые запасы только в том случае, если утвержден план разработки, из которого следует, что разработка начнется в течение пяти лет, если определенные обстоятельства не обосновывают более длительный срок.

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 тех же продуктивных пластах, или аналогичных им, или существует иное свидетельство надежности технологии, дающее определенную степень уверенности. В результате отраслевой специфики и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Компания включила 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 года, при этом сроки действия лицензий на месторождения с наиболее существенными запасами истекают между 2013 и 2051 годом. 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 проводит изменение сроков действия лицензий на право добычи углеводородного сырья на срок до окончания эксплуатации месторождения. Продление лицензий зависит от соблюдения текущих и будущих требований, предусмотренных лицензионными соглашениями. По состоянию на дату отчетности, деятельность Компании, в основном, соответствует требованиям лицензионных соглашений и направлена на обеспечение данного соответствия в будущем (см. Примечание 9).

**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

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

**Информация об объемах запасов (продолжение)**

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 следующей 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):

**Консолидируемые компании:**

	2011 г.		2010 г.		2009 г.	
	Суммарные доказанные запасы нефти и газа, млн барр.н.э.	Включая природного газа, млн барр.н.э.	Суммарные доказанные запасы нефти и газа, млн барр.н.э.	Включая природного газа, млн барр.н.э.	Суммарные доказанные запасы нефти и газа, млн барр.н.э.	Включая природного газа, млн барр.н.э.
Доказанные разрабатываемые и неразрабатываемые запасы						
Запасы на начало года	13 970	1 357	13 951	1 107	13 360	1 070
Пересмотр предыдущих оценок запасов	2 201	1 699	319	292	683	56
Увеличение и открытие новых запасов	1 044	249	541	24	703	51
Увеличение нефтеотдачи	—	—	—	—	—	—
Приобретение новых запасов	—	—	—	—	—	—
Добыча	(863)	(69)	(841)	(66)	(795)	(70)
<b>Запасы на конец года</b>	<b>16 352</b>	<b>3 236</b>	<b>13 970</b>	<b>1 357</b>	<b>13 951</b>	<b>1 107</b>
в том числе:						
Доказанные запасы по СРП Сахалин-1	95	6	80	27	66	28
<b>Доказанные разрабатываемые запасы</b>						
Запасы на начало года	9 769	984	10 204	904	10 032	882
Запасы на конец года	10 514	1 273	9 769	984	10 204	904
<b>Доказанные неразрабатываемые запасы</b>						
Запасы на начало года	4 201	373	3 747	203	3 328	188
Запасы на конец года	5 838	1 963	4 201	373	3 747	203
Неконтролирующие доли в доказанных запасах	109	36	122	15	103	9
Неконтролирующие доли в доказанных разрабатываемых запасах	71	25	44	5	37	7

Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

Информация об объемах запасов (продолжение)

Доля Компании в объемах доказанных разрабатываемых и неразрабатываемых запасов нефти и газа компаний, учитываемых по методу участия в капитале:	2011 г.		2010 г.		2009 г.	
	Суммарные доказанные запасы нефти и газа, млн барр.н.э.	Включая запасы природного газа, млн барр.н.э.	Суммарные доказанные запасы нефти и газа, млн барр.н.э.	Включая запасы природного газа, млн барр.н.э.	Суммарные доказанные запасы нефти и газа, млн барр.н.э.	Включая запасы природного газа, млн барр.н.э.
Запасы на начало года	1 228	94	1 195	108	1 086	102
Пересмотр предыдущих оценок запасов	64	4	66	(11)	56	7
Увеличение и открытие новых запасов	52	2	39	1	121	4
Увеличение нефтеотдачи	–	–	–	–	2	–
Приобретение новых запасов	–	–	–	–	–	–
Добыча	(79)	(5)	(72)	(4)	(70)	(5)
Запасы на конец года	1 265	95	1 228	94	1 195	108

Доказанные разрабатываемые запасы

Запасы на начало года	760	87	769	101	763	97
Запасы на конец года	777	90	760	87	769	101

Доказанные неразрабатываемые запасы

Запасы на начало года	468	7	426	7	323	5
Запасы на конец года	488	5	468	7	426	7

Доля Компании в объемах доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа компаний, учитываемых по методу участия в капитале, в 2011, 2010 и 2009 годах составила 777 млн барр. нефтяного эквивалента, 760 млн барр. нефтяного эквивалента и 769 млн барр. нефтяного эквивалента, соответственно.

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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***

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями FASB ASC 932-235. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти и газа вычисляются на основе применения среднего из цен на нефть и газ, действующих на первое число каждого из 12 месяцев перед отчетной датой к объемам расчетных чистых доказанных запасов Компании на конец года. 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 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 таблицах ниже 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 вышеуказанным FASB ASC 932-235, требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Компании или стоимости ее запасов нефти и газа.



**Перевод с оригинала на английском языке**

**ОАО «НК «Роснефть»**

**Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)**

**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)*

<i>Консолидированные компании:</i>	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
Поступление денежных средств будущих периодов	<b>635 351</b>	449 384	383 839
Затраты будущих периодов на разработку	<b>(32 317)</b>	(34 276)	(29 301)
Затраты будущих периодов на добычу	<b>(333 496)</b>	(215 802)	(177 879)
Налог на прибыль будущих периодов	<b>(43 711)</b>	(31 040)	(27 550)
Чистые денежные потоки будущих периодов	<b>225 827</b>	168 266	149 109
10% дисконт по расчетным срокам денежных потоков	<b>(133 099)</b>	(93 520)	(79 563)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	<b>92 728</b>	74 746	69 546
<i>Компании, учитываемые по методу участия в капитале:</i>			
Поступление денежных средств будущих периодов	<b>59 201</b>	43 594	35 202
Затраты будущих периодов на разработку	<b>(4 424)</b>	(4 132)	(3 851)
Затраты будущих периодов на добычу	<b>(30 273)</b>	(20 835)	(13 831)
Налог на прибыль будущих периодов	<b>(4 668)</b>	(3 648)	(3 426)
Чистые денежные потоки будущих периодов	<b>19 836</b>	14 979	14 094
10% дисконт по расчетным срокам денежных потоков	<b>(10 572)</b>	(8 542)	(7 754)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков	<b>9 264</b>	6 437	6 340
<b>Итого стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков по консолидированным компаниям и компаниям, учитываемым по методу участия в капитале</b>	<b>101 992</b>	81 183	75 886

## Перевод с оригинала на английском языке

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)*

<i>Консолидированные компании:</i>	<u>2011 г.</u>	<u>2010 г.</u>	<u>2009 г.</u>
Реализация и передача добытых нефти и газа в течение периода	(21 253)	(18 093)	(14 153)
Чистое изменение цен реализации и передачи, затрат на добычу (извлечение), связанных с будущей добычей	11 625	12 145	35 895
Изменение расчетных будущих затрат на разработку	2 495	(8 895)	(8 155)
Затраты на разработку за период	7 989	6 618	5 426
Чистое изменение за счет пересмотра предыдущих данных о запасах	7 622	1 720	2 510
Чистое изменение за счет расширения границ месторождений, открытия новых запасов и повышения нефтеотдачи	7 539	3 479	8 800
Чистое изменение налога на прибыль	(4 859)	(1 667)	(6 059)
Начисление дисконта	7 475	6 955	3 550
Чистое изменение за счет покупки и продажи месторождений	—	—	—
Прочие	(651)	2 938	6 231
<b>Суммарное изменение дисконтированных будущих чистых денежных потоков за год</b>	<b>17 982</b>	<b>5 200</b>	<b>34 045</b>

Дисконтированная стоимость будущих потоков денежных средств включает в себя долю прочих (миноритарных) акционеров в размере 1 083 млн долл. США, 685 млн долл. США и 892 млн долл. США на конец 2011, 2010 и 2009 годов, соответственно.

**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

## 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.

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.	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 2009 г.
<b>АКТИВЫ</b>					
<b>Оборотные активы:</b>					
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
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>815</b>	<b>696</b>	<b>450</b>	<b>373</b>
<b>Внеоборотные активы:</b>					
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
<b>Итого внеоборотные активы</b>		<b>2 562</b>	<b>2 317</b>	<b>2 275</b>	<b>2 189</b>
Активы для продажи	25	–	2	–	–
<b>Итого активы</b>		<b>3 377</b>	<b>3 015</b>	<b>2 725</b>	<b>2 562</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ</b>					
<b>Краткосрочные обязательства:</b>					
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
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>414</b>	<b>352</b>	<b>405</b>	<b>544</b>
<b>Долгосрочные обязательства:</b>					
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
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>894</b>	<b>871</b>	<b>805</b>	<b>638</b>
Обязательства по активам для продажи	25	–	1	–	–
<b>Капитал:</b>					
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
<b>Итого акционерный капитал</b>		<b>2 035</b>	<b>1 759</b>	<b>1 491</b>	<b>1 356</b>
Неконтролирующие доли	16	34	32	24	24
<b>Итого капитал</b>		<b>2 069</b>	<b>1 791</b>	<b>1 515</b>	<b>1 380</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>3 377</b>	<b>3 015</b>	<b>2 725</b>	<b>2 562</b>

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.
<b>Выручка от реализации</b>				
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
<b>Итого выручка от реализации</b>		<b>2 702</b>	<b>1 915</b>	<b>1 472</b>
<b>Затраты и расходы</b>				
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
<b>Итого затраты и расходы</b>		<b>2 269</b>	<b>1 535</b>	<b>1 215</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>433</b>	<b>380</b>	<b>257</b>
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)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>405</b>	<b>359</b>	<b>212</b>
Налог на прибыль	15	(86)	(58)	(57)
<b>Чистая прибыль</b>		<b>319</b>	<b>301</b>	<b>155</b>
<b>Прочий совокупный доход</b>				
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		(1)	(3)	(1)
Доходы от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, за вычетом налога		1	–	–
<b>Итого прочий совокупный доход, за вычетом налогов</b>		<b>–</b>	<b>(3)</b>	<b>(1)</b>
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>		<b>319</b>	<b>298</b>	<b>154</b>
<b>Чистая прибыль</b>				
относящаяся к акционерам Роснефти		316	293	155
относящаяся к неконтролирующим долям		3	8	–
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>				
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	Добавоч- ный капитал	Собствен- ные акции, выкуп- ленные у акционеров	Прочие фонды и резервы	Нераспре- деленная прибыль	Итого акцио- нерный капитал	Неконтро- лирующие доли	Итого капитал
<b>Остаток на 1 января 2009 г.</b>	<b>9 598</b>	<b>1</b>	<b>396</b>	<b>(221)</b>	<b>(1)</b>	<b>1 181</b>	<b>1 356</b>	<b>24</b>	<b>1 380</b>
Чистая прибыль за год	-	-	-	-	-	155	155	-	155
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	(1)	-	(1)	-	(1)
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>155</b>	<b>154</b>	<b>-</b>	<b>154</b>
Выкуп акций (Примечание 35)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	(19)
<b>Остаток на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>9 597</b>	<b>1</b>	<b>396</b>	<b>(221)</b>	<b>(2)</b>	<b>1 317</b>	<b>1 491</b>	<b>24</b>	<b>1 515</b>
Чистая прибыль за год	-	-	-	-	-	293	293	8	301
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	(3)	-	(3)	-	(3)
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>293</b>	<b>290</b>	<b>8</b>	<b>298</b>
Продажа акций (Примечание 35)	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	-	-	-	-	-	(22)	(22)	-	(22)
<b>Остаток на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>9 599</b>	<b>1</b>	<b>396</b>	<b>(221)</b>	<b>(5)</b>	<b>1 588</b>	<b>1 759</b>	<b>32</b>	<b>1 791</b>
Чистая прибыль за год	-	-	-	-	-	316	316	3	319
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>316</b>	<b>316</b>	<b>3</b>	<b>319</b>
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)
<b>Остаток на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>9 588</b>	<b>1</b>	<b>386</b>	<b>(224)</b>	<b>(5)</b>	<b>1 877</b>	<b>2 035</b>	<b>34</b>	<b>2 069</b>

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.	2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b>Операционная деятельность</b>				
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
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов</b>		<b>568</b>	<b>552</b>	<b>398</b>
Платежи по налогу на прибыль		(102)	(86)	(51)
Проценты полученные		13	5	3
Дивиденды полученные		8	7	5
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности</b>		<b>487</b>	<b>478</b>	<b>355</b>

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, закончившиеся 31 декабря			
	Прим.	2011 г.	2010 г.	2009 г.
<b>Инвестиционная деятельность</b>				
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	–
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(394)</b>	<b>(379)</b>	<b>(291)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>				
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)
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>		<b>(56)</b>	<b>(32)</b>	<b>(45)</b>
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
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>		<b>166</b>	<b>127</b>	<b>60</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности

31 декабря 2011 г.

*(суммы в таблицах в миллиардах российских рублей, если не указано иное)*

### 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 вноса 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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.



## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 производные 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 определяемые 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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 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.

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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) включаются 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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)

**Налог на прибыль**

До 2012 года в российском законодательстве отсутствовала концепция «консолированного 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 оборачиваемым товарно-материальным запасам (Примечание 20 Дебиторская задолженность и 21 Товарно-материальные запасы);

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 составления 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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)
<b>Чистый долг</b>	<b>509</b>	<b>414</b>	<b>558</b>	<b>622</b>
<b>Капитал</b>	<b>2 069</b>	<b>1 791</b>	<b>1 515</b>	<b>1 380</b>
<b>Итого задействованный капитал</b>	<b>2 578</b>	<b>2 205</b>	<b>2 073</b>	<b>2 002</b>
<b>Отношение чистого долга к задействованному капиталу, %</b>	<b>19,7%</b>	<b>18,8%</b>	<b>26,9%</b>	<b>31,1%</b>

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

6. Управление капиталом и финансовыми рисками (продолжение)

Валютный риск (продолжение)

Балансовая стоимость монетарных активов и обязательств, денонмированных 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)	
<b>Итого</b>	<b>332</b>	<b>279</b>	<b>159</b>	<b>80</b>	<b>(707)</b>	<b>(651)</b>	<b>(631)</b>	<b>(435)</b>	

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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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 процентные пункты	Эффект на прибыль до налогообложения 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 погасалась 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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	Корректи- ровки	Консолиди- рованные данные
<b>Выручка от реализации</b>					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	50	2 621	31	–	2 702
Межсегментная реализация	1 030	–	–	(1 030)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>1 080</b>	<b>2 621</b>	<b>31</b>	<b>(1 030)</b>	<b>2 702</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
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
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>711</b>	<b>2 533</b>	<b>55</b>	<b>(1 030)</b>	<b>2 269</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>369</b>	<b>888</b>	<b>(24)</b>	<b>–</b>	<b>433</b>
Финансовые доходы					20
Финансовые расходы					(19)
<b>Итого финансовые доходы</b>					<b>1</b>
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий					16
Прочие расходы					(45)
<b>Прибыль до налогообложения</b>					<b>405</b>
Налог на прибыль					(86)
<b>Чистая прибыль</b>					<b>319</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

7. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2010 год:

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

Показатели производственных сегментов за 2009 год:

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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.
<b>Реализация нефти и газа</b>			
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
<b>Всего реализация нефти и газа</b>	<b>1 392</b>	<b>1 056</b>	<b>779</b>
<b>Реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>			
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
<b>Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>	<b>1 265</b>	<b>810</b>	<b>653</b>

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
<b>Итого налоги</b>	<b>498</b>	<b>331</b>	<b>254</b>

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
<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>790</b>	<b>509</b>	<b>379</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого финансовые доходы</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>16</b>

**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
<b>Итого финансовые расходы</b>	<b>19</b>	<b>21</b>	<b>24</b>

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
<b>Итого прочие расходы</b>	<b>45</b>	<b>24</b>	<b>43</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**13. Затраты на персонал**

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

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

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



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)	-
<b>Текущий налог на прибыль</b>	<b>96</b>	<b>85</b>	<b>67</b>
Отложенный налог, относящийся к возникновению и списанию временных разниц	(10)	(27)	(10)
<b>Доход по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(10)</b>	<b>(27)</b>	<b>(10)</b>
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>86</b>	<b>58</b>	<b>57</b>

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.
<b>Признанные отложенные налоговые активы относятся к следующим статьям:</b>			
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)
<b>Отложенные налоговые активы</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>13</b>
<b>Признанные отложенные налоговые обязательства относятся к следующим статьям:</b>			
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(65)	2	(63)
Основные средства и прочее	(175)	4	(171)
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(240)</b>	<b>6</b>	<b>(234)</b>
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(231)</b>	<b>10</b>	<b>(221)</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

15. Налог на прибыль (продолжение)

	31 декабря 2009 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2010 г.
<b>Признанные отложенные налоговые активы</b>			
<b>относятся к следующим статьям:</b>			
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)
<b>Отложенные налоговые активы</b>	<b>10</b>	<b>(1)</b>	<b>9</b>
<b>Признанные отложенные налоговые обязательства</b>			
<b>относятся к следующим статьям:</b>			
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(63)	(2)	(65)
Основные средства и прочее	(205)	30	(175)
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(268)</b>	<b>28</b>	<b>(240)</b>
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(258)</b>	<b>27</b>	<b>(231)</b>

	1 января 2009 г.	Признаны в отчете о прибылях и убытках	31 декабря 2009 г.
<b>Признанные отложенные налоговые активы</b>			
<b>относятся к следующим статьям:</b>			
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)
<b>Отложенные налоговые активы</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>10</b>
<b>Признанные отложенные налоговые обязательства</b>			
<b>относятся к следующим статьям:</b>			
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(66)	3	(63)
Основные средства и прочее	(210)	5	(205)
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(276)</b>	<b>8</b>	<b>(268)</b>
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(268)</b>	<b>10</b>	<b>(258)</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Налог на прибыль</b>	<b>86</b>	<b>58</b>	<b>57</b>

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.		
	Не-контр. доля (%)	Не-контр. доля в чистых активах	Не-контр. доля в чистой прибыли	Не-контр. доля (%)	Не-контр. доля в чистых активах	Не-контр. доля в чистой прибыли	Не-контр. доля (%)	Не-контр. доля в чистых активах	Не-контр. доля в чистой прибыли	Не-контр. доля (%)	Не-контр. доля в чистых активах	Не-контр. доля в чистой прибыли	Не-контр. доля (%)	Не-контр. доля в чистых активах	Не-контр. доля в чистой прибыли	Не-контр. доля (%)	Не-контр. доля в чистых активах	Не-контр. доля в чистой прибыли	Не-контр. доля (%)	Не-контр. 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										
<b>Неконтролирующие доли на конец отчетного периода</b>		<b>34</b>	<b>3</b>		<b>–</b>	<b>8</b>		<b>–</b>	<b>–</b>		<b>24</b>										

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

17. Прибыль на акцию

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

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

18. Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>166</b>	<b>127</b>	<b>60</b>	<b>40</b>

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:

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

19. Краткосрочные финансовые активы

Краткосрочные финансовые активы включают:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 2009 г.
<b>Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:</b>				
Краткосрочные облигации	13	6	5	1
Вложения в акции и паи	2	2	1	1
<b>Займы и дебиторская задолженность:</b>				
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
<b>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенные для торговли:</b>				
Краткосрочные векселя	–	–	1	–
Корпоративные облигации	16	9	8	1
Государственные облигации	3	14	6	1
Производные финансовые инструменты	–	2	–	–
<b>Итого краткосрочные финансовые активы</b>	<b>150</b>	<b>211</b>	<b>76</b>	<b>50</b>

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

Вид ценных бумаг	2011 г.			2010 г.		
	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
<b>Итого</b>	<b>13</b>			<b>6</b>		

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

19. Краткосрочные финансовые активы (продолжение)

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

Вид ценных бумаг	2009 г.		Срок погашения
	Баланс	Годовая процентная ставка	
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
<b>Итого</b>	<b>5</b>		

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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:

Вид ценных бумаг	2011 г.			2010 г.		
	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
<b>Итого</b>	<b>19</b>			<b>23</b>		

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

Вид ценных бумаг	2009 г.		
	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
<b>Итого</b>	<b>15</b>		

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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
<b>Итого</b>	<b>222</b>	<b>159</b>	<b>123</b>	<b>93</b>
Оценочный резерв по сомнительным долгам	(5)	(4)	(3)	(4)
<b>Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва</b>	<b>217</b>	<b>155</b>	<b>120</b>	<b>89</b>

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.



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**21. Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы включают:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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
<b>Итого</b>	<b>126</b>	<b>65</b>	<b>56</b>	<b>44</b>

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:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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
<b>Итого авансы выданные и прочие оборотные активы</b>	<b>152</b>	<b>137</b>	<b>137</b>	<b>150</b>

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

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 23. Основные средства и незавершенное строительство

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоратив- ная и прочие деятельности	Итого
<i>Первоначальная стоимость</i>				
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
<i>Износ, истощение и убытки от обесценения</i>				
Начисление износа и истощения	(128)	(32)	(7)	(167)
На 31 декабря 2009 г.	(128)	(32)	(7)	(167)
<i>Чистая балансовая стоимость</i>				
На 1 января 2009 г.	1 558	289	63	1 910
На 31 декабря 2009 г.	1 617	283	61	1 961
<i>Авансы, выданные за основные средства</i>				
На 1 января 2009 г.	16	4	6	26
На 31 декабря 2009 г.	13	4	5	22
<b>Итого на 1 января 2009 г.</b>	<b>1 574</b>	<b>293</b>	<b>69</b>	<b>1 936</b>
<b>Итого на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>1 630</b>	<b>287</b>	<b>66</b>	<b>1 983</b>
<i>Первоначальная стоимость</i>				
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
<i>Износ, истощение и убытки от обесценения</i>				
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)
<i>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2010 г.</i>				
	1 643	318	66	2 027
<i>Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2010 г.</i>				
	13	9	2	24
<b>Итого на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>1 656</b>	<b>327</b>	<b>68</b>	<b>2 051</b>
<i>Первоначальная стоимость</i>				
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
<i>Износ, истощение и убытки от обесценения</i>				
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)
<i>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.</i>				
	1 730	388	66	2 184
<i>Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2011 г.</i>				
	11	29	7	47
<b>Итого на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>1 741</b>	<b>417</b>	<b>73</b>	<b>2 231</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.
<b>На 1 января</b>	<b>10</b>	7	10
Капитализированные расходы	7	6	3
Реклассификация в активы на стадии разработки	(1)	(3)	(2)
Списание на расходы	(5)	–	(4)
<b>На 31 декабря</b>	<b>11</b>	10	7

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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
<i>На 1 января 2009 г.</i>			
Права на доказанные запасы	264	–	264
Права на недоказанные запасы	94	–	94
<b>Итого на 1 января 2009 г.</b>	<b>358</b>	<b>–</b>	<b>358</b>
Начисление истощения			
Права на доказанные запасы	–	(15)	(15)
Поступления			
Права на недоказанные запасы	3	–	3
<i>На 31 декабря 2009 г.</i>			
Права на доказанные запасы	264	(15)	249
Права на недоказанные запасы	97	–	97
<b>Итого на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>361</b>	<b>(15)</b>	<b>346</b>
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)
<i>На 31 декабря 2010 г.</i>			
Права на доказанные запасы	266	(30)	236
Права на недоказанные запасы	99	–	99
<b>Итого на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>365</b>	<b>(30)</b>	<b>335</b>
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)
<i>На 31 декабря 2011 г.</i>			
Права на доказанные запасы	269	(45)	224
Права на недоказанные запасы	104	–	104
<b>Итого на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>373</b>	<b>(45)</b>	<b>328</b>

## 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 24. Нематериальные активы и гудвилл

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

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

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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

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

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 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.

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

### 25. Долгосрочные финансовые активы

Долгосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря			На 1 января
	2011 г.	2010 г.	2009 г.	2009 г.
<i>Банковские депозиты</i>	–	–	25	–
<i>Облигации</i>	1	1	1	1
<i>Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи</i>				
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
<b>Итого долгосрочные финансовые активы</b>	<b>34</b>	<b>28</b>	<b>47</b>	<b>18</b>

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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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, имеющих 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.
<i>Инвестиции в совместные компании</i>						
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	–	–	–
<i>Инвестиции в зависимые компании</i>						
ОАО «Кубаньэнерго»	Россия	27,97	2	3	5	3
Прочие			11	10	9	8
<b>Итого инвестиции в совместные и зависимые компании</b>			<b>114</b>	<b>63</b>	<b>68</b>	<b>64</b>



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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 «Верхне- чонск- нефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH
Оборотные активы	11	2	11	8
Внеоборотные активы	52	17	42	16
<b>Итого активы</b>	<b>63</b>	<b>19</b>	<b>53</b>	<b>24</b>
Краткосрочные обязательства	(24)	(3)	(7)	–
Долгосрочные обязательства	(13)	(7)	(44)	(17)
<b>Итого обязательства</b>	<b>(37)</b>	<b>(10)</b>	<b>(51)</b>	<b>(17)</b>
<b>Итого доля Компании в чистых активах</b>	<b>26</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>7</b>

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)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>–</b>
Прочие расходы	(3)	(1)	(3)	–
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>–</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>–</b>
Налог на прибыль	–	(1)	(2)	–
<b>Итого доля Компании в чистой прибыли</b>	<b>–</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>–</b>

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
<b>Итого активы</b>	<b>63</b>
Краткосрочные обязательства	(20)
Долгосрочные обязательства	(12)
<b>Итого обязательства</b>	<b>(32)</b>
<b>Итого доля Компании в чистых активах</b>	<b>31</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

26. Инвестиции в совместные и зависимые компании (продолжение)

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

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

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

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

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:

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

## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

#### 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	Доля в прибыли/(убытке) компаний, учтенных по методу участия в капитале		
	31 декабря 2011 г.	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)
<b>Итого доля в прибыли</b>		<b>16</b>	<b>4</b>	<b>6</b>

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**27. Прочие внеоборотные нефинансовые активы**

Прочие долгосрочные нефинансовые активы:

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

**28. Кредиторская задолженность и начисления**

Кредиторская задолженность и начисления включают:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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
<b>Итого кредиторская задолженность и начисления</b>	<b>181</b>	<b>113</b>	<b>104</b>	<b>89</b>

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.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

29. Кредиты, займы и обязательства по финансовой аренде

Кредиты и займы включают:

	Валюта	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 2009 г.
<i>Долгосрочные</i>					
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	–	–
<i>За вычетом: Краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов</i>		(73)	(96)	(147)	(156)
<b>Итого долгосрочные займы и кредиты</b>		<b>596</b>	<b>549</b>	<b>472</b>	<b>293</b>
<i>Краткосрочные</i>					
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
<i>Текущая часть долгосрочных кредитов</i>		73	96	147	156
<b>Итого краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочных займов и кредитов</b>		<b>152</b>	<b>167</b>	<b>237</b>	<b>414</b>
<b>Итого задолженность по кредитам и займам</b>		<b>748</b>	<b>716</b>	<b>709</b>	<b>707</b>

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

Долгосрочные банковские кредиты включают:

Цель привлечения кредита	Валюта	Ставка	Срок погашения	На 31 декабря			На 1 января
				2011 г.	2010 г.	2009 г.	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
<b>Итого</b>				<b>660</b>	631	567	342
Затраты на выпуск долговых обязательств				(2)	(2)	(2)	(3)
<b>Итого долгосрочные банковские кредиты</b>				<b>658</b>	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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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.
<i>Долгосрочные обязательства по финансовой аренде</i>	6	4	4	4
<i>В том числе краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде</i>	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
<b>Итого</b>	<b>8</b>	<b>(2)</b>	<b>6</b>

	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
<b>Итого</b>	<b>6</b>	<b>(2)</b>	<b>4</b>

	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
<b>Итого</b>	<b>6</b>	<b>(2)</b>	<b>4</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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	–	–	–
<b>Итого</b>	<b>4</b>	<b>–</b>	<b>4</b>

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 «Основные 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
<b>Итого первоначальная стоимость</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>12</b>
Минус: накопленная амортизация	(2)	(2)	(2)	(2)
<b>Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>10</b>

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
<b>Итого краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>6</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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
<b>Итого задолженность по прочим налогам</b>	<b>66</b>	<b>53</b>	<b>45</b>	<b>28</b>

**32. Резервы**

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого пенсионные отчисления</b>	<b>17</b>	<b>13</b>	<b>12</b>

**34. Прочие долгосрочные обязательства**

Прочие долгосрочные обязательства включают:

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 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	–
<b>Итого прочие долгосрочные обязательства</b>	<b>2</b>	<b>32</b>	<b>41</b>	<b>45</b>

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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**35. Акционерный капитал (продолжение)**

*Собственные акции, выкупленные у акционеров*

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 2009 г.
Количество, млн шт.	<b>1 010</b>	999	1 001	1 000
Сумма, млрд руб.	<b>224</b>	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	<b>396</b>	396	396
Изменение долей участия в дочерних компаниях	<b>(10)</b>	–	–
<b>Добавочный капитал на 31 декабря</b>	<b>386</b>	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, торгуемых 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	9	10	–	19
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	8	7	–	15
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	5	7	–	12
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>–</b>	<b>46</b>
<b>Краткосрочные обязательства:</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(4)	–	(4)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(4)</b>	<b>–</b>	<b>(4)</b>

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2010 г.			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
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
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	–	1	–	1
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>11</b>	<b>25</b>	<b>–</b>	<b>36</b>
<b>Краткосрочные обязательства:</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(6)	–	(6)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(6)</b>	<b>–</b>	<b>(6)</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

36. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

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

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 2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	На 31 декабря 2009 г.	На 1 января 2009 г.	На 31 декабря 2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	На 31 декабря 2009 г.	На 1 января 2009 г.
<b>Финансовые активы</b>								
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
<b>Займы выданные:</b>								
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



## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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.
<b>Финансовые обязательства</b>								
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, контролируемые 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.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
	<b>62</b>	<b>37</b>	<b>20</b>

*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
	<b>198</b>	<b>131</b>	<b>108</b>

*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*

	2011 г.	На 31 декабря 2010 г.	2009 г.	На 1 января 2009 г.
<b>Активы</b>				
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	–
	<b>93</b>	<b>233</b>	<b>107</b>	<b>34</b>
<b>Обязательства</b>				
Кредиторская задолженность и начисления	2	2	2	1
Займы и кредиты	–	3	43	153
	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>45</b>	<b>154</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>23</b>

*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
	<b>101</b>	<b>58</b>	<b>57</b>

*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*

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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».

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

38. Основные дочерние предприятия

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

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

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

### 38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

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



## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 контролируруемыми, 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 незначительной 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
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
<b>Итого</b>	<b>285</b>	<b>300</b>	<b>309</b>

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 Медынского-Варандейского участка дна Баренцева моря. Сумма сделки была определена в размере 3,5 млрд руб.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 <i>не</i> применяет стандарт МСФО (IFRS) № 3 «Объединение компаний» ретроспективно к объединениям компаний, имевшим место до <i>даты перехода</i> 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 <ul style="list-style-type: none"> <li>(а) оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток или</li> <li>(б) имеющиеся в наличии для продажи <i>на дату перехода на МСФО</i> (при условии выполнения критериев признания в соответствии с МСФОФ №39)</li> </ul>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Исключение	Учетная политика
5. Обязательства по выводу из эксплуатации, включенные в стоимость основных средств	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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;</li> <li>- 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.</li> </ul>
6. Аренда	<p>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.</p>

Компания использовала следующие обязательные исключения:

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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	Функцио- нальная валюта	Оценка объектов основных средства (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуата- ции активов	Перерасчет отложен- ного налога по МСФО	Рекласси- фикации кратко- срочных отложенных налоговых активов/ обяза- тельств	Прочие корректи- ровки	Итого корректи- ровки и рекласси- фикации	Данные по МСФО
<b>АКТИВЫ</b>									
<b>Оборотные активы:</b>									
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
<b>Итого оборотные активы</b>	<b>375</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>2</b>	<b>(2)</b>	<b>373</b>
<b>Внеоборотные активы:</b>									
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
<b>Итого внеоборотные активы</b>	<b>1 901</b>	<b>-</b>	<b>305</b>	<b>(16)</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>(6)</b>	<b>288</b>	<b>2 189</b>
<b>Итого активы</b>	<b>2 276</b>	<b>-</b>	<b>305</b>	<b>(16)</b>	<b>5</b>	<b>(4)</b>	<b>(4)</b>	<b>286</b>	<b>2 562</b>



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

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

	Данные по ГAAP США	Функцио- нальная валюта	Оценка объектов основных средства (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуата- ции активов	Перерасчет отложен- ного налога по МСФО	Рекласси- фикация кратко- срочных отложенных налоговых активов/ обяза- тельств	Прочие корректи- ровки	Итого корректи- ровки и рекласси- фикации	Данные по МСФО
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ</b>									
<b>Краткосрочные обязательства:</b>									
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
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>	<b>549</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3)</b>	<b>(2)</b>	<b>(5)</b>	<b>544</b>
<b>Долгосрочные обязательства:</b>									
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
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>565</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(35)</b>	<b>118</b>	<b>-</b>	<b>(10)</b>	<b>73</b>	<b>638</b>
<b>Капитал:</b>									
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
<b>Итого акционерный капитал</b>	<b>1 142</b>	<b>-</b>	<b>301</b>	<b>19</b>	<b>(113)</b>	<b>(1)</b>	<b>8</b>	<b>214</b>	<b>1 356</b>
Неконтролирующие доли	20	-	4	-	-	-	-	4	24
<b>Итого капитал</b>	<b>1 162</b>	<b>-</b>	<b>305</b>	<b>19</b>	<b>(113)</b>	<b>(1)</b>	<b>8</b>	<b>218</b>	<b>1 380</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>	<b>2 276</b>	<b>-</b>	<b>305</b>	<b>(16)</b>	<b>5</b>	<b>(4)</b>	<b>(4)</b>	<b>286</b>	<b>2 562</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного баланса на 31 декабря 2011 г.

	Данные по ГААП США	Функцио- нальная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуата- ции активов	Перерасчет отложен- ного налога по МСФО	Рекласси- фикация кратко- срочных отложенных налоговых активов/ обяза- тельств	Прочие корректи- ровки	Итого корректи- ровки и рекласси- фикации	Данные по МСФО
<b>АКТИВЫ</b>									
<b>Оборотные активы:</b>									
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
<b>Итого оборотные активы</b>	<b>826</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7)</b>	<b>(3)</b>	<b>(11)</b>	<b>815</b>
<b>Внеоборотные активы:</b>									
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
<b>Итого внеоборотные активы</b>	<b>2 586</b>	<b>(201)</b>	<b>180</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>7</b>	<b>(8)</b>	<b>(24)</b>	<b>2 562</b>
<b>Итого активы</b>	<b>3 412</b>	<b>(202)</b>	<b>180</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(11)</b>	<b>(35)</b>	<b>3 377</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

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

	Данные по ГАОП США	Функцио- нальная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуата- ции активов	Перерасчет отложен- ного налога по МСФО	Рекласси- фикация кратко- срочных отложенных налоговых активов/ обяза- тельств	Прочие корректи- ровки	Итого корректи- ровки и рекласси- фикации	Данные по МСФО
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ</b>									
<b>Краткосрочные обязательства:</b>									
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
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>	<b>419</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>(5)</b>	<b>414</b>
<b>Долгосрочные обязательства:</b>									
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
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>843</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(31)</b>	<b>80</b>	<b>4</b>	<b>(2)</b>	<b>51</b>	<b>894</b>
<b>Капитал:</b>									
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
<b>Итого акционерный капитал</b>	<b>2 116</b>	<b>(202)</b>	<b>180</b>	<b>30</b>	<b>(81)</b>	<b>-</b>	<b>(8)</b>	<b>(81)</b>	<b>2 035</b>
Неконтролирующие доли	34	-	-	-	-	-	-	-	34
<b>Итого капитал</b>	<b>2 150</b>	<b>(202)</b>	<b>180</b>	<b>30</b>	<b>(81)</b>	<b>-</b>	<b>(8)</b>	<b>(81)</b>	<b>2 069</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>	<b>3 412</b>	<b>(202)</b>	<b>180</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(11)</b>	<b>(35)</b>	<b>3 377</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

Сверка консолидированного отчета о совокупном доходе за 2011 г.

	Данные по ГAAP США	Функцио- нальная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуата- ции активов	Перерасчет отложен- ного налога по МСФО	Рекласси- фикация кратко- срочных отложенных налоговых активов/ обяза- тельств	Прочие корректи- ровки	Итого корректи- ровки и рекласси- фикации	Данные по МСФО
<b>Выручка от реализации</b>									
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
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>2 702</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 702</b>
<b>Затраты и расходы</b>									
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
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>2 233</b>	<b>(1)</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>36</b>	<b>2 269</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>469</b>	<b>1</b>	<b>(36)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>(36)</b>	<b>433</b>
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)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>459</b>	<b>(4)</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(54)</b>	<b>405</b>
Налог на прибыль	(90)	-	-	-	4	-	-	4	(86)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>369</b>	<b>(4)</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(50)</b>	<b>319</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

41. Первое применение МСФО (продолжение)

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

	Данные по ГААП США	Функцио- нальная валюта	Оценка объектов основных средств (включая полученные по договорам финансовой аренды)	Резерв по выводу из эксплуата- ции активов	Перерасчет отложен- ного налога по МСФО	Рекласси- фикация кратко- срочных отложенных налоговых активов/ обяза- тельств	Прочие корректи- ровки	Итого корректи- ровки и рекласси- фикации	Данные по МСФО
<b>Прочий совокупный доход</b>									
Курсовые разницы от пересчета иностраных 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
<b>Итого прочий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>370</b>	<b>(1)</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>(6)</b>	<b>(51)</b>	<b>319</b>
<b>Чистая прибыль, относящаяся к акционерам Роснефти</b>	<b>365</b>	<b>(3)</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(49)</b>	<b>316</b>
относящаяся к неконтролирующим долям	4	(1)	-	-	-	-	-	(1)	3
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>366</b>	<b>-</b>	<b>(48)</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>(6)</b>	<b>(50)</b>	<b>316</b>
относящийся к акционерам Роснефти	4	(1)	-	-	-	-	-	(1)	3
относящийся к неконтролирующим долям									
<b>Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная</b>	<b>38,08</b>	<b>(0,31)</b>	<b>(5,03)</b>	<b>-</b>	<b>0,42</b>	<b>-</b>	<b>(0,21)</b>	<b>(5,13)</b>	<b>32,95</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого капитализированные затраты</b>	<b>2 204</b>	<b>1 937</b>	<b>1 745</b>
Накопленные износ и истощение	(474)	(294)	(128)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>1 730</b>	<b>1 643</b>	<b>1 617</b>

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
<b>Итого затраты</b>	<b>280</b>	<b>206</b>	<b>198</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Итого выручка</b>	<b>1 149</b>	<b>947</b>	<b>746</b>
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
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>359</b>	<b>307</b>	<b>269</b>

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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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).

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)
<b>Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов</b>	<b>2 716</b>	<b>2 275</b>	<b>2 205</b>
	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
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
<b>Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов</b>	<b>2 716</b>	<b>2 275</b>	<b>2 205</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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**

	<b>Единица измерения</b>	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>	<b>2009 г.</b>
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**

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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](mailto:postman@rosneft.ru)

Корпоративный сайт:

[www.rosneft.ru](http://www.rosneft.ru) (на русском языке)

[www.rosneft.com](http://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

## 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.

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:  
77N°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.
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Оборотные активы:</b>			
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
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>920</b>	<b>815</b>
<b>Внеоборотные активы:</b>			
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
<b>Итого внеоборотные активы</b>		<b>2 938</b>	<b>2 562</b>
<b>Итого активы</b>		<b>3 858</b>	<b>3 377</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>			
<b>Краткосрочные обязательства:</b>			
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
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>427</b>	<b>414</b>
<b>Долгосрочные обязательства:</b>			
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
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>1 165</b>	<b>894</b>
<b>Капитал:</b>			
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
<b>Итого акционерный капитал Роснефти</b>		<b>2 230</b>	<b>2 035</b>
Неконтролирующие доли	17	36	34
<b>Итого капитал</b>		<b>2 266</b>	<b>2 069</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>3 858</b>	<b>3 377</b>

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)

	Прим.	За годы, оканчивающиеся 31 декабря		
		2012 г.	2011 г. (реклассифици- ровано) <sup>1</sup>	2010 г. (реклассифици- ровано) <sup>1</sup>
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>				
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
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>		<b>3 078</b>	<b>2 718</b>	<b>1 919</b>
<b>Затраты и расходы</b>				
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
<b>Итого затраты и расходы</b>		<b>2 696</b>	<b>2 269</b>	<b>1 535</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>382</b>	<b>449</b>	<b>384</b>
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)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>437</b>	<b>405</b>	<b>359</b>
Налог на прибыль	16	(95)	(86)	(58)
<b>Чистая прибыль</b>		<b>342</b>	<b>319</b>	<b>301</b>
<b>Прочий совокупный доход</b>				
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		4	(1)	(3)
(Расходы)/доходы от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи		(3)	1	–
<b>Итого прочий совокупный доход/(расход), за вычетом налогов</b>		<b>1</b>	<b>–</b>	<b>(3)</b>
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>		<b>343</b>	<b>319</b>	<b>298</b>
<b>Чистая прибыль</b>				
относящаяся к акционерам Роснефти		341	316	293
относящаяся к неконтролирующим долям		1	3	8
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>				
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

<sup>1</sup> 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	Добавоч- ный капитал	Собствен- ные акции, выкуп- ленные у акционеров	Прочие фонды и резервы	Нераспре- деленная прибыль	Итого акционер- ный капитал Роснефти	Неконтро- лирующие доли	Итого капитал
<b>Остаток на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>9 599</b>	<b>1</b>	<b>396</b>	<b>(221)</b>	<b>(5)</b>	<b>1 588</b>	<b>1 759</b>	<b>32</b>	<b>1 791</b>
Чистая прибыль	-	-	-	-	-	316	316	3	319
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>316</b>	<b>316</b>	<b>3</b>	<b>319</b>
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)
<b>Остаток на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>9 588</b>	<b>1</b>	<b>386</b>	<b>(224)</b>	<b>(5)</b>	<b>1 877</b>	<b>2 035</b>	<b>34</b>	<b>2 069</b>
Чистая прибыль	-	-	-	-	-	341	341	1	342
Прочий совокупный доход	-	-	-	-	1	-	1	-	1
<b>Общий совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>341</b>	<b>342</b>	<b>1</b>	<b>343</b>
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	-
<b>Остаток на 31 декабря 2012 г.</b>	<b>9 238</b>	<b>1</b>	<b>385</b>	<b>(299)</b>	<b>(4)</b>	<b>2 147</b>	<b>2 230</b>	<b>36</b>	<b>2 266</b>

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		
		2012 г.	2011 г.	2010 г.
<b>Операционная деятельность</b>				
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 (Прибыль)/убыток от курсовых разниц		3	4	4
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	27	(30)	31	—
Финансовые расходы	12	(31)	(16)	(4)
Финансовые доходы	11	15	19	21
Расход по налогу на прибыль	16	(24)	(20)	(20)
Убыток от резерва под сомнительные долги		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
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов</b>		<b>581</b>	<b>568</b>	<b>552</b>
Платежи по налогу на прибыль		(76)	(102)	(86)
Проценты полученные		10	13	5
Дивиденды полученные		1	8	7
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности</b>		<b>516</b>	<b>487</b>	<b>478</b>

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.
<b>Инвестиционная деятельность</b>				
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
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(445)</b>	<b>(394)</b>	<b>(379)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>				
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)
<b>Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности</b>		<b>68</b>	<b>(56)</b>	<b>(32)</b>
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	—
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	19	<b>296</b>	<b>166</b>	<b>127</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности

31 декабря 2012 г.

*(суммы в таблицах в миллиардах российских рублей, если не указано иное)*

### 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**3. Основные аспекты учетной политики (продолжение)****Финансовые активы (продолжение)**

Займы выданные и дебиторская задолженность включают производные 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 оборачиваемым 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).



## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 улучшению 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:

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

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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, денонмированных 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)
<b>Итого</b>	<b>505</b>	<b>332</b>	<b>279</b>	<b>(808)</b>	<b>(707)</b>	<b>(651)</b>

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».

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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 - 15	(1) 1
2010 г.	+ 100 - 30*	(6) 2

\* До 0,0% по переменной части

Влияние возможных изменений EURIBOR и MOSPRIME незначительно.

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 погасалась в течение всего года. Фактически ставка по кредитам и займам с варьируемым элементом будет изменяться в течение года вместе с колебаниями рыночных процентных ставок.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Итого внеоборотные активы</b>	<b>3</b>
Отложенные налоговые обязательства	1
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>1</b>
<b>Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости</b>	<b>2</b>
Гудвилл	2
<b>Стоимость приобретения</b>	<b>4</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**7. Приобретение компаний (продолжение)**

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».

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 незначительными 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2012 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректи- ровки	Консолиди- рованные данные
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых компаний</b>					
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
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых компаний</b>	<b>1 245</b>	<b>2 976</b>	<b>26</b>	<b>(1 169)</b>	<b>3 078</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
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
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>854</b>	<b>2 929</b>	<b>82</b>	<b>(1 169)</b>	<b>2 696</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>391</b>	<b>47</b>	<b>(56)</b>	<b>–</b>	<b>382</b>
Финансовые доходы					24
Финансовые расходы					(15)
<b>Итого финансовые доходы</b>					<b>9</b>
Прочие доходы					85
Прочие расходы					(50)
Курсовые разницы					11
<b>Прибыль до налогообложения</b>					<b>437</b>
Налог на прибыль					(95)
<b>Чистая прибыль</b>					<b>342</b>



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2011 год:

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректи- ровки	Консолиди- рованные данные
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>					
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
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	1 096	2 621	31	(1 030)	2 718
<b>Затраты и расходы</b>					
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
<b>Итого затраты и расходы</b>	718	2 527	54	(1 030)	2 269
<b>Операционная прибыль</b>	378	94	(23)	–	449
Финансовые доходы					20
Финансовые расходы					(19)
<b>Итого финансовые доходы</b>					1
Прочие доходы					25
Прочие расходы					(48)
Курсовые разницы					(22)
<b>Прибыль до налогообложения</b>					405
Налог на прибыль					(86)
<b>Чистая прибыль</b>					319

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

8. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели производственных сегментов за 2010 год:

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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.
<b>Реализация нефти и газа</b>			
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
<b>Всего реализация нефти и газа</b>	<b>1 526</b>	<b>1 392</b>	<b>1 056</b>
<b>Реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>			
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
<b>Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>	<b>1 479</b>	<b>1 265</b>	<b>810</b>

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
<b>Итого налоги</b>	<b>645</b>	<b>498</b>	<b>331</b>

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
<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>901</b>	<b>790</b>	<b>509</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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	–	–
<b>Итого финансовые доходы</b>	<b>24</b>	<b>20</b>	<b>20</b>

**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
<b>Итого финансовые расходы</b>	<b>15</b>	<b>19</b>	<b>21</b>

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
<b>Итого прочие доходы</b>	<b>85</b>	<b>25</b>	<b>27</b>

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**13. Прочие доходы/расходы (продолжение)**

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, прочие расходы включают:

	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>
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
<b>Итого прочие расходы</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>49</b>

**14. Затраты на персонал**

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

	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>
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
<b>Итого затраты на персонал</b>	<b>123</b>	<b>97</b>	<b>90</b>

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**15. Операционная аренда (продолжение)**

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

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

**16. Налог на прибыль**

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

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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.
<b>Признанные отложенные налоговые активы относятся к следующим статьям</b>					
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)
<b>Отложенные налоговые активы</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>9</b>
<b>Признанные отложенные налоговые обязательства относятся к следующим статьям:</b>					
Стоимость прав на добычу нефти и газа	(62)	1	(63)	2	(65)
Основные средства и прочее	(190)	(19)	(171)	4	(175)
<b>Отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(252)</b>	<b>(18)</b>	<b>(234)</b>	<b>6</b>	<b>(240)</b>
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(237)</b>	<b>(16)</b>	<b>(221)</b>	<b>10</b>	<b>(231)</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)
<b>Налог на прибыль</b>	<b>95</b>	<b>86</b>	<b>58</b>

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	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			
<b>Неконтролирующие доли на конец отчетного периода</b>		<b>36</b>	<b>1</b>		<b>34</b>	<b>3</b>		<b>32</b>	<b>8</b>			



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**18. Прибыль на акцию**

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

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

**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
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>296</b>	<b>166</b>

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 ВР в евро (Примечание 27)	3	3
<b>Итого денежные средства с ограничением к использованию</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**20. Прочие краткосрочные финансовые активы**

Прочие краткосрочные финансовые активы включают:

	На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.
<b>Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:</b>		
Облигации	14	13
Вложения в акции и паи	6	2
<b>Займы и дебиторская задолженность:</b>		
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
<b>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенные для торговли:</b>		
Корпоративные облигации	10	16
Государственные облигации	5	3
Вложения в акции и паи	6	–
<b>Производные финансовые инструменты</b>	<b>3</b>	<b>–</b>
<b>Итого прочие краткосрочные финансовые активы</b>	<b>86</b>	<b>150</b>

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

Вид ценных бумаг	2012 г.			2011 г.		
	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
<b>Итого</b>	<b>14</b>			<b>13</b>		

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

Вид ценных бумаг	2012 г.			2011 г.		
	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	–	–	–	–	–
<b>Итого</b>	<b>21</b>	–	–	<b>19</b>	–	–

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого</b>	<b>235</b>	<b>222</b>
Оценочный резерв по сомнительным долгам	(8)	(5)
<b>Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва</b>	<b>227</b>	<b>217</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

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

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

	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>	<b>2010 г.</b>
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:

	<b>На 31 декабря</b>	
	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>
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
<b>Итого авансы выданные и прочие оборотные активы</b>	<b>175</b>	<b>152</b>

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

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 24. Основные средства и незавершенное строительство

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоратив- ная и прочие деятельности	Итого
<b>Первоначальная стоимость</b>				
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
<b>Износ, истощение и убытки от обесценения</b>				
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)
<b>Чистая балансовая стоимость на 1 января 2011 г.</b>	<b>1 643</b>	<b>318</b>	<b>66</b>	<b>2 027</b>
<b>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>1 730</b>	<b>388</b>	<b>66</b>	<b>2 184</b>
<b>Авансы, выданные за основные средства на 1 января 2011 г.</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>24</b>
<b>Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>11</b>	<b>29</b>	<b>7</b>	<b>47</b>
<b>Итого на 1 января 2011 г.</b>	<b>1 656</b>	<b>327</b>	<b>68</b>	<b>2 051</b>
<b>Итого на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>1 741</b>	<b>417</b>	<b>73</b>	<b>2 231</b>
<b>Первоначальная стоимость</b>				
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
<b>Износ, истощение и убытки от обесценения</b>				
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)
<b>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г.</b>	<b>1 822</b>	<b>503</b>	<b>68</b>	<b>2 393</b>
<b>Авансы, выданные за основные средства на 31 декабря 2012 г.</b>	<b>5</b>	<b>53</b>	<b>10</b>	<b>68</b>
<b>Итого на 31 декабря 2012 г.</b>	<b>1 827</b>	<b>556</b>	<b>78</b>	<b>2 461</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

**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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<i>Первоначальная стоимость</i>				
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
<i>Амортизация</i>				
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)	–
<b>Чистая балансовая стоимость на 1 января 2011 г.</b>	<b>17</b>	<b>6</b>	<b>23</b>	<b>132</b>
<b>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>22</b>	<b>132</b>
<i>Первоначальная стоимость</i>				
Поступления	–	2	2	2
Выбытия	(1)	(2)	(3)	–
На 31 декабря 2012 г.	18	9	27	134
<i>Амортизация</i>				
Начисленная амортизация	(1)	(1)	(2)	–
На 31 декабря 2012 г.	(5)	(3)	(8)	–
<b>Чистая балансовая стоимость на 31 декабря 2012 г.</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>19</b>	<b>134</b>

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
<b>Итого</b>	<b>134</b>	<b>132</b>

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**26. Прочие долгосрочные финансовые активы**

Прочие долгосрочные финансовые активы включают:

	<b>На 31 декабря</b>	
	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>
Облигации	1	1
<i>Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи</i>		
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
<b>Итого прочие долгосрочные финансовые активы</b>	<b>24</b>	<b>34</b>

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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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.	2011 г.
<i>Инвестиции в совместные компании</i>				
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	–
<i>Инвестиции в зависимые компании</i>				
ОАО «Кубаньэнерго»	Россия	27,97%	–	2
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Россия	35,33%	13	–
Прочие			11	11
<b>Итого инвестиции в совместные и зависимые компании</b>			<b>269</b>	<b>114</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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 «Верхне-чонск-нефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH	ООО «НГК «ИТЕРА»	ООО «Таас-Юрях нефтегазо-добыча»	Активы ТЗК Внуково
Оборотные активы	11	7	10	11	14	1	–
Внеоборотные активы	43	20	46	14	54	8	1
<b>Итого активы</b>	<b>54</b>	<b>27</b>	<b>56</b>	<b>25</b>	<b>68</b>	<b>9</b>	<b>1</b>
Краткосрочные обязательства	(22)	(8)	(6)	(19)	(10)	(8)	–
Долгосрочные обязательства	(9)	(1)	(37)	–	(14)	(1)	–
<b>Итого обязательства</b>	<b>(31)</b>	<b>(9)</b>	<b>(43)</b>	<b>(19)</b>	<b>(24)</b>	<b>(9)</b>	<b>–</b>
<b>Итого доля Компании в чистых активах</b>	<b>23</b>	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>6</b>	<b>44</b>	<b>–</b>	<b>1</b>

Доля Компании в чистой прибыли	ОАО Томскнефть ВНК	ОАО «Верхне-чонск-нефтегаз»	Тайху Лимитед	Ruhr Oel GmbH	ООО «НГК «ИТЕРА»	ООО «Таас-Юрях нефтегазо-добыча»	Активы ТЗК Внуково
Выручка от реализации	55	20	55	24	15	–	2
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	(19)	(3)	(41)	(24)	(12)	–	(2)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>36</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>–</b>	<b>3</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
Прочие расходы	(28)	(1)	(3)	–	(1)	–	–
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>8</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>–</b>	<b>2</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
Налог на прибыль	(2)	(2)	(3)	–	–	–	–
<b>Итого доля Компании в чистой прибыли</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>–</b>	<b>2</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Итого активы</b>	<b>63</b>	<b>19</b>	<b>53</b>	<b>24</b>
Краткосрочные обязательства	(24)	(3)	(7)	–
Долгосрочные обязательства	(13)	(7)	(44)	(17)
<b>Итого обязательства</b>	<b>(37)</b>	<b>(10)</b>	<b>(51)</b>	<b>(17)</b>
<b>Итого доля Компании в чистых активах</b>	<b>26</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>7</b>

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)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>–</b>
Прочие расходы	(3)	(1)	(3)	–
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>–</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>–</b>
Налог на прибыль	–	(1)	(2)	–
<b>Итого доля Компании в чистой прибыли</b>	<b>–</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>–</b>

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.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)
<b>Итого доля в прибыли</b>		<b>31</b>	<b>16</b>	<b>4</b>

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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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:

	<b>На 31 декабря</b>	
	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>
Предоплаченное страхование	1	2
Прочие	2	1
<b>Итого прочие долгосрочные нефинансовые активы</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого кредиторская задолженность и начисления</b>	<b>208</b>	<b>181</b>

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:

	Валюта	На 31 декабря	
		2012 г.	2011 г.
<i>Долгосрочные</i>			
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
<i>За вычетом: Краткосрочная часть долгосрочных кредитов и займов</i>		<b>(35)</b>	<b>(73)</b>
<b>Итого долгосрочные займы и кредиты</b>		<b>837</b>	<b>596</b>
<i>Краткосрочные</i>			
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	–
<i>Текущая часть долгосрочных кредитов</i>		<b>35</b>	<b>73</b>
<b>Итого краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочных займов и кредитов</b>		<b>126</b>	<b>152</b>
<b>Итого задолженность по кредитам и займам</b>		<b>963</b>	<b>748</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

*Долгосрочные займы и кредиты*

Долгосрочные банковские кредиты включают:

Цель привлечения кредита	Валюта	Ставка	Срок погаше- ния	На 31 декабря	
				2012 г.	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
<b>Итого</b>				<b>751</b>	<b>663</b>
Затраты на выпуск долговых обязательств				(2)	(2)
<b>Итого долгосрочные банковские кредиты</b>				<b>749</b>	<b>661</b>

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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 ВР 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. выбор 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 предъявлению, 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<i>В том числе краткосрочная часть обязательств по финансовой аренде</i>	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
<b>Итого</b>	<b>14</b>	<b>(3)</b>	<b>11</b>

	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
<b>Итого</b>	<b>8</b>	<b>(2)</b>	<b>6</b>

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 «Основные средства» (Примечание 24):

	На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.
Машины и оборудование	8	1
Транспортные средства	6	8
<b>Итого первоначальная стоимость</b>	<b>14</b>	<b>9</b>
Минус: накопленная амортизация	(3)	(2)
<b>Итого остаточная стоимость основных средств, полученных в лизинг</b>	<b>11</b>	<b>7</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого краткосрочные обязательства по производным финансовым инструментам</b>	<b>–</b>	<b>4</b>

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
<b>Итого обязательства по прочим налогам</b>	<b>77</b>	<b>66</b>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

33. Резервы

	Обязательства, связанные с выбытием активов	Резерв на восстановле- ние окружающей среды	Судебные, налоговые иски и прочие	Всего
<b>Остаток на 31 декабря 2010 г., в том числе</b>	<b>44</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>52</b>
<i>Долгосрочные</i>	44	3	–	47
<i>Краткосрочные</i>	–	–	5	5
Резервы, созданные в течение года	13	–	–	13
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
<i>Изменения оценочных данных</i>	(3)	1	–	(2)
<i>Изменения ставки дисконтирования</i>	(4)	–	–	(4)
<i>Прощения времени</i>	4	–	–	4
<i>Использовано</i>	–	–	–	–
<b>Остаток на 31 декабря 2011 г., в том числе</b>	<b>54</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>63</b>
<i>Долгосрочные</i>	54	3	–	57
<i>Краткосрочные</i>	–	1	5	6
Резервы, созданные в течение года	5	1	1	7
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
<i>Изменения оценочных данных</i>	(3)	–	(1)	(4)
<i>Изменения ставки дисконтирования</i>	7	–	–	7
<i>Прощения времени</i>	4	–	–	4
<i>Использовано</i>	(3)	–	(2)	(5)
<b>Остаток на 31 декабря 2012 г., в том числе</b>	<b>64</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>72</b>
<i>Долгосрочные</i>	64	3	–	67
<i>Краткосрочные</i>	–	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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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
<b>Итого пенсионные отчисления</b>	<b>19</b>	<b>17</b>	<b>13</b>

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**35. Акционерный капитал (продолжение)***Собственные акции, выкупленные у акционеров*

	<b>На 31 декабря</b>	
	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>
Количество, млн шт.	<b>1 360</b>	1 010
Сумма, млрд руб.	<b>299</b>	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*

	<b>2012 г.</b>	<b>2011 г.</b>
Добавочный капитал на 1 января	<b>386</b>	396
Изменение долей участия в дочерних компаниях	<b>(1)</b>	(10)
<b>Добавочный капитал на 31 декабря</b>	<b>385</b>	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, торгуемых 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	13	8	–	21
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	5	15	–	20
Производные финансовые инструменты	–	3	–	3
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации	6	–	–	6
Производные финансовые инструменты	–	2	–	2
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>24</b>	<b>28</b>	<b>–</b>	<b>52</b>

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

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

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.
<b>Финансовые активы</b>				
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.
<b>Финансовые обязательства</b>				
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).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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, контролируемые 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
	<b>144</b>	<b>62</b>	<b>37</b>

*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	–	–
	<b>216</b>	<b>198</b>	<b>131</b>

*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)	–	–

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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.
<b>Активы</b>		
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
	<b>223</b>	<b>93</b>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	15	2
Займы и кредиты	100	–
	<b>115</b>	<b>2</b>

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
	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

*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	–
	<b>96</b>	<b>78</b>	<b>40</b>

*Прочие операции*

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
Выплата кредитов	(2)	–	(3)
Погашение кредитов и займов выданных	5	3	–

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с совместными компаниями (продолжение)

*Остатки по счетам взаиморасчетов*

	На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	–	1
Авансы выданные и прочие оборотные активы	–	–
Финансовые активы	–	6
	<u>–</u>	<u>7</u>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	7	1
Займы и кредиты	5	7
<b>Итого остатки по счетам взаиморасчетов</b>	<u>12</u>	<u>8</u>

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	–
	<u>8</u>	<u>14</u>	<u>9</u>

*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
	<u>28</u>	<u>19</u>	<u>16</u>

*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	–

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

37. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с зависимыми компаниями (продолжение)

*Остатки по счетам взаиморасчетов*

	На 31 декабря	
	2012 г.	2011 г.
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	6	8
Финансовые активы	12	10
	<b>18</b>	<b>18</b>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	11	8
	<b>11</b>	<b>8</b>

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».



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

38. Основные дочерние предприятия

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г.		2011 г.	
			Всего акции	Голос. акции	Всего акции	Голос. акции
			%	%	%	%
<b>Разведка и добыча</b>						
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Пурнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Северная нефть»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «РН-Астра»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Дагнефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>81,22</b>	<b>81,22</b>	81,22	94,96
ОАО «НК «Роснефть»-Дагнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>68,70</b>	<b>68,70</b>	68,70	91,60
ЗАО «Ванкорнефть»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>93,96</b>	<b>93,96</b>	93,96	93,96
ОАО «Грознефтегаз»	Россия	Операторские услуги по добыче нефти и газа	<b>51,00</b>	<b>51,00</b>	51,00	51,00
ООО «РН-Эксплорейшн»	Россия	Поиск и разведка месторождений	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Кайганнефтегаз»	Россия	Поиск и разведка месторождений	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Восточно-сибирская нефтегазовая компания»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	99,52	99,52
ООО «Вал Шатского»	Россия	Разработка нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Самаранефтегаз»	Россия	Разработка и добыча нефти и газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г.		2011 г.	
			Всего акции	Голос. акции	Всего акции	Голос. акции
<u>Нефтепереработка и сбыт</u>			%	%	%	%
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-МЗ «Нефтепродукт»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>65,42</b>	<b>65,42</b>	65,42	87,23
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Ачинский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Ангарский завод полимеров»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Сызранский НПЗ»	Россия	Производство нефтепродуктов	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»	Россия	Переработка газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «Отраденский газоперерабатывающий завод»	Россия	Переработка газа	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-АРТАГ»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>38,00</b>	<b>50,67</b>	38,00	50,67
ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>64,18</b>	<b>78,59</b>	64,18	78,59
ООО «РН-Архангельскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Кабардино-Балкарская Топливная Компания»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>99,81</b>	<b>99,89</b>	99,81	99,89
ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>89,50</b>	<b>96,61</b>	89,50	96,61
ОАО «НК «Роснефть»-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>85,99</b>	<b>85,99</b>	85,99	87,46
ОАО «НК «Роснефть»-Курганнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>83,32</b>	<b>90,33</b>	83,32	90,33
ООО «РН-Находканефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Смоленскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>66,67</b>	<b>86,97</b>	66,67	86,97
ООО «РН-Туапсенефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Востокнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «НК «Роснефть»-Ставрополье»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Трейд»	Россия	Торговля нефтепродуктами	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г.		2011 г.	
			Всего акции %	Голос. акции %	Всего акции %	Голос. акции %
<b>Нефтепереработка и сбыт (продолжение)</b>						
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»	Россия	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ВНК						
ОАО «Томскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ВНК						
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	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Орелнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Пензанефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Тамбовнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ЗАО «Ульяновскнефтепродукт»	Россия	Торговля нефтепродуктами	100,00	100,00	100,00	100,00
ООО «Ульяновск- Терминал»	Россия	Торговля нефтепродуктами	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
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 «Мытишинская 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	–	–

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

### 38. Основные дочерние предприятия (продолжение)

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	2012 г.		2011 г.	
			Всего акции %	Голос. акции %	Всего акции %	Голос. акции %
<b>Прочие</b>						
«Роснефть Интернэшнл Лтд»	Ирландия	Холдинговая компания	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «ЮкосТранссервис»	Россия	Транспортные услуги	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «Роснефтефлот»	Россия	Транспортные услуги	<b>51,00</b>	<b>51,00</b>	51,00	51,00
ОАО «Всероссийский банк развития регионов» (ВБРР)	Россия	Банковские услуги	<b>84,67</b>	<b>84,67</b>	84,67	84,67
ОАО «Дальневосточный банк»	Россия	Банковские услуги	<b>84,09</b>	<b>84,67</b>	82,06	82,62
ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток»	Россия	Корпоративное управление	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ЗАО «РН-Энергонефть»	Россия	Услуги по передаче электроэнергии	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «РН-Бурение»	Россия	Услуги по бурению	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ООО «НК «Роснефть-НТЦ»	Россия	Научные и проектно-изыскательные работы	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00
ОАО «Роснефть-Сахалин»	Россия	НИОКР	<b>55,00</b>	<b>55,00</b>	55,00	55,00
ООО «ПХК ЦСКА»	Россия	Деятельность в области спорта	<b>80,00</b>	<b>80,00</b>	100,00	100,00
ООО «Центр исследований и разработок»	Россия	НИОКР	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	–	–

### 39. Условные активы и обязательства

#### Политико-экономическая ситуация в России

В России продолжают 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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».

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 контролируруемыми, 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.



Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 незначительной. 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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:

	<b>2012 г.</b>
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
<b>Итого</b>	<b>270</b>

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 объемом до 875 млрд кубометров. Контракт предполагает ежегодные поставки газа, добываемого Компанией, на электростанции с 1 января 2016 г. по 31 декабря 2040 г. в объеме до 35 млрд кубометров в год на условиях «take-or-pay». Цены на газ регулируются государством.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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 объемов нефти соответствующими объемами 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 ААР. 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 ААР 12 декабря 2012 (далее – «Приобретение у ААР»), а совместно с Приобретением у ВР – «Приобретение «ТНК-ВР»). Приобретение у ВР и Приобретение у ААР не зависят друг от друга.

Согласно условиям Приобретения у ВР, компания ВР должна продать Компании свою 50%-ную долю участия в компании ТНК-ВР 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 ААР Компания приобретет 50%-ную долю участия компании ААР в компании ТНК-ВР 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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

## 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
<b>Итого капитализированные затраты</b>	<b>2 486</b>	<b>2 204</b>	<b>1 937</b>
Накопленные износ и истощение	(664)	(474)	(294)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>1 822</b>	<b>1 730</b>	<b>1 643</b>

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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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
<b>Итого затраты</b>	<b>305</b>	<b>280</b>	<b>206</b>

**Результаты деятельности, связанной с добычей нефти и газа**

За годы, оканчивающиеся 31 декабря, составили:

	2012 г.	2011 г.	2010 г.
<b>Выручка</b>	<b>1 214</b>	<b>1 149</b>	<b>947</b>
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
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>271</b>	<b>359</b>	<b>307</b>

**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.

## Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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).

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)
<b>Запасы на конец года</b>	<b>16 773</b>	<b>16 352</b>	<b>13 970</b>
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 среднее арифметическое 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.

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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)
<b>Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов</b>	<b>3 088</b>	<b>2 716</b>	<b>2 275</b>

	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
<b>Чистые дисконтированные денежные потоки будущих периодов</b>	<b>3 088</b>	<b>2 716</b>	<b>2 275</b>



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

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

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (продолжение)

**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](mailto:postman@rosneft.ru)

Корпоративный сайт:

[www.rosneft.ru](http://www.rosneft.ru) (на русском языке)

[www.rosneft.com](http://www.rosneft.com) (на английском языке)

**ОАО «НК «Роснефть»**

Промежуточная сокращенная консолидированная  
финансовая отчетность (неаудированная)

*за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.*

# ОАО «НК «Роснефть»

## Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудированная)

три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.

### Содержание

Отчет о результатах обзорной проверки промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности .....	1
Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность	
Промежуточный консолидированный баланс .....	2
Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе .....	3
Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в акционерном капитале .....	4
Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств .....	5
Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности .....	7

## Отчет о результатах обзорной проверки промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности

Акционерам и Совету директоров  
ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»

### **Введение**

Мы провели обзорную проверку прилагаемой промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности открытого акционерного общества «Нефтяная компания «Роснефть» и ее дочерних предприятий (далее совместно именуемых «Компания»), которая включает промежуточный консолидированный баланс по состоянию на 30 июня 2013 г., соответствующие промежуточные консолидированные отчеты о совокупном доходе за три и шесть месяцев по 30 июня 2012 г., а также соответствующие промежуточные консолидированные отчеты об изменениях в акционерном капитале и движении денежных средств за шестимесячный период, закончившийся на указанную дату, и примечания. Руководство несет ответственность за подготовку и представление данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности МСФО (IAS) 34 «Промежуточная финансовая отчетность» (МСФО (IAS) 34). Наша обязанность заключается в том, чтобы сделать вывод по данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности на основании проведенной нами обзорной проверки.

### **Объем работ по обзорной проверке**

Мы провели обзорную проверку в соответствии с Международным стандартом, применимым к обзорным проверкам, 2410 («Обзорная проверка промежуточной финансовой информации, проводимая независимым аудитором организации»). Обзорная проверка промежуточной финансовой информации включает в себя проведение опросов персонала, главным образом, сотрудников, ответственных за финансовые вопросы и вопросы бухгалтерского учета, а также выполнение аналитических и иных процедур, связанных с обзорной проверкой. Объем процедур, выполняемых в ходе обзорной проверки, существенно меньше, чем при проведении аудита в соответствии с Международными стандартами аудита, что не позволяет нам получить необходимую степень уверенности в том, что мы обнаружили все существенные факты, которые могли бы быть выявлены в ходе проведения аудита. Соответственно, мы не выражаем аудиторское мнение.

### **Вывод**

В ходе проведенной нами обзорной проверки мы не обнаружили фактов, которые позволяли бы нам полагать, что прилагаемая промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность не была подготовлена во всех существенных аспектах в соответствии с МСФО (IAS) 34.

ООО «Эрнст энд Янг»

29 июля 2013 г.

**ОАО «НК «Роснефть»**  
**Промежуточный консолидированный баланс**  
*(В миллиардах российских рублей)*

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
<b>АКТИВЫ</b>		
<b>Оборотные активы:</b>		
Денежные средства и их эквиваленты	10      346	299
Денежные средства с ограничением к использованию	7	4
Прочие финансовые активы	11      178	90
Дебиторская задолженность	12      346	237
Товарно-материальные запасы	13      186	134
Авансы выданные и прочие оборотные активы	14      244	176
<b>Итого оборотные активы</b>	<b>1 307</b>	<b>940</b>
<b>Внеоборотные активы:</b>		
Основные средства	15      4 674	2 638
Нематериальные активы	41	19
Прочие финансовые активы	36	24
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	16      532	186
Банковские кредиты выданные	12	13
Отложенные налоговые активы	31	17
Гудвилл	153	144
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	16	3
<b>Итого внеоборотные активы</b>	<b>5 495</b>	<b>3 044</b>
<b>Итого активы</b>	<b>6 802</b>	<b>3 984</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>		
<b>Краткосрочные обязательства:</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	17      404	211
Займы и кредиты	18      496	143
Обязательства по финансовой аренде	3	3
Обязательства по производным финансовым инструментам	6	—
Обязательства по налогу на прибыль	2	7
Обязательства по прочим налогам	19      142	83
Резервы	20      10	5
Прочие краткосрочные обязательства	17	1
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>	<b>1 080</b>	<b>453</b>
<b>Долгосрочные обязательства:</b>		
Займы и кредиты	18      1 878	837
Обязательства по финансовой аренде	7	8
Отложенные налоговые обязательства	673	277
Резервы	20      105	71
Предоплата по договорам поставки нефти	25      258	—
Прочие долгосрочные обязательства	26	16
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>2 947</b>	<b>1 209</b>
<b>Капитал:</b>		
Уставный капитал	21      1	1
Собственные акции, выкупленные у акционеров	—	(299)
Добавочный капитал	413	385
Прочие фонды и резервы	(16)	(6)
Нераспределенная прибыль	2 249	2 202
<b>Итого акционерный капитал Роснефти</b>	<b>2 647</b>	<b>2 283</b>
Неконтролирующие доли	128	39
<b>Итого капитал</b>	<b>2 775</b>	<b>2 322</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>	<b>6 802</b>	<b>3 984</b>

Президент  И.И. Сечин

29 июля 2013 г.

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности  
являются ее неотъемлемой частью.*

ОАО «НК «Роснефть»

Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе

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

		За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
	Прим.				
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>					
Реализация нефти и газа	5	611	370	1 025	748
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	5	547	342	928	706
Вспомогательные услуги и прочая реализация		16	10	26	20
Результаты деятельности зависимых и совместных компаний		2	3	9	10
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>		<b>1 176</b>	<b>725</b>	<b>1 988</b>	<b>1 484</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Производственные и операционные расходы		109	68	169	119
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		99	72	174	149
Общехозяйственные и административные расходы		29	18	46	33
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку		103	58	173	118
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		3	4	6	9
Износ, истощение и амортизация		93	47	149	96
Налоги, кроме налога на прибыль	7	259	164	447	332
Экспортная пошлина	6	359	245	602	452
<b>Итого затраты и расходы</b>		<b>1 054</b>	<b>676</b>	<b>1 766</b>	<b>1 308</b>
<b>Операционная прибыль</b>		<b>122</b>	<b>49</b>	<b>222</b>	<b>176</b>
Финансовые доходы		4	3	7	9
Финансовые расходы	8	(22)	(2)	(29)	(7)
Прочие доходы	9	1	–	49	1
Прочие расходы	9	(5)	(13)	(20)	(18)
Курсовые разницы		(55)	(39)	(66)	(13)
<b>Прибыль/(убыток) до налогообложения</b>		<b>45</b>	<b>(2)</b>	<b>163</b>	<b>148</b>
Налог на прибыль	7	(10)	1	(26)	(32)
<b>Чистая прибыль/(убыток)</b>		<b>35</b>	<b>(1)</b>	<b>137</b>	<b>116</b>
<b>Прочий совокупный доход/(расход) – реклассифицируемый впоследствии в состав прибыли/(убытка)</b>					
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций		(13)	(1)	(13)	(2)
Доходы/(расходы) от изменения справедливой стоимости финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, за вычетом налога		–	(2)	3	(3)
<b>Итого прочий совокупный расход – реклассифицируемый впоследствии в состав убытка, за вычетом налогов</b>		<b>(13)</b>	<b>(3)</b>	<b>(10)</b>	<b>(5)</b>
<b>Общий совокупный доход/(расход), за вычетом налогов</b>		<b>22</b>	<b>(4)</b>	<b>127</b>	<b>111</b>
<b>Чистая прибыль/(убыток)</b>					
относящаяся к акционерам Роснефти		31	(1)	132	116
относящаяся к неконтролирующим долям		4	–	5	–
<b>Общий совокупный доход/(расход), за вычетом налогов</b>					
относящийся к акционерам Роснефти		18	(4)	122	111
относящийся к неконтролирующим долям		4	–	5	–
<b>Чистая прибыль, относящаяся к Роснефти, на одну обыкновенную акцию (в рублях) – базовая и разводненная прибыль</b>					
		<b>2,93</b>	<b>(0,10)</b>	<b>13,20</b>	<b>12,12</b>
Средневзвешенное количество акций в обращении (миллионов шт.)		<b>10 598</b>	<b>9 566</b>	<b>9 997</b>	<b>9 572</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

ОАО «НК «Роснефть»

Промежуточный консолидированный отчет  
об изменениях в акционерном капитале

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

	Количество акций (млн шт.)	Уставный капитал	Добавоч- ный капитал	Собствен- ные акции, выкуплен- ные у акцио- неров	Прочие фонды и резервы	Нераспре- деленная прибыль	Итого акционер- ный капитал Роснефти	Неконт- ролирую- щие доли	Итого капитал
<b>Остаток на 31 декабря 2011 г.</b>	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
<b>Остаток на 31 декабря 2011 г. (пересмотренные данные)</b>	9 588	1	386	(224)	(5)	1 910	2 068	36	2 104
Чистая прибыль	–	–	–	–	–	116	116	–	116
Прочий совокупный расход	–	–	–	–	(5)	–	(5)	–	(5)
<b>Общий совокупный доход</b>	–	–	–	–	(5)	116	111	–	111
Выкуп акций	(322)	–	–	(68)	–	–	(68)	–	(68)
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям	–	–	–	–	–	(33)	(33)	–	(33)
Изменение долей участия в дочерних компаниях	–	–	(1)	–	–	–	(1)	(1)	(2)
<b>Остаток на 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)</b>	9 266	1	385	(292)	(10)	1 993	2 077	35	2 112
<b>Остаток на 31 декабря 2012 г.</b>	9 238	1	385	(299)	(4)	2 147	2 230	36	2 266
Эффект от изменений в учетной политике (Примечание 3)	–	–	–	–	(2)	55	53	3	56
<b>Остаток на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)</b>	9 238	1	385	(299)	(6)	2 202	2 283	39	2 322
Чистая прибыль	–	–	–	–	–	132	132	5	137
Прочий совокупный расход	–	–	–	–	(10)	–	(10)	–	(10)
<b>Общий совокупный доход</b>	–	–	–	–	(10)	132	122	5	127
Продажа собственных акций (Примечание 4)	1 360	–	28	299	–	–	327	–	327
Дивиденды, объявленные по обыкновенным акциям (Примечание 21)	–	–	–	–	–	(85)	(85)	–	(85)
Приобретение дочерних компаний (Примечание 4)	–	–	–	–	–	–	–	86	86
Прочие движения	–	–	–	–	–	–	–	(2)	(2)
<b>Остаток на 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)</b>	10 598	1	413	–	(16)	2 249	2 647	128	2 775

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности  
являются ее неотъемлемой частью.



# ОАО «НК «Роснефть»

## Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств

(В миллиардах российских рублей)

	Прим.	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
<b>Операционная деятельность</b>			
Чистая прибыль		137	116
<i>Корректировки для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:</i>			
Износ, истощение и амортизация		149	96
Убыток от реализации и выбытия внеоборотных активов	9	3	–
Обесценение активов	9	5	5
Затраты по непродуктивным скважинам		1	1
Убыток от курсовых разниц		107	10
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий		(9)	(10)
Доход от переоценки неконтролирующей доли в ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	4	(48)	–
Убыток от выбытия предприятий и непроектных активов	9	1	3
Финансовые расходы		29	7
Финансовые доходы		(7)	(9)
Расход по налогу на прибыль	7	26	32
<i>Изменения в операционных активах и обязательствах:</i>			
Увеличение дебиторской задолженности, без учета резерва		(52)	(11)
Увеличение товарно-материальных запасов		(7)	(9)
Уменьшение денежных средств с ограниченным использованием		2	–
Уменьшение/(увеличение) авансов выданных и прочих оборотных активов		7	(10)
(Уменьшение)/увеличение кредиторской задолженности и начислений		(12)	32
(Уменьшение)/увеличение обязательств по прочим налогам		(2)	13
Увеличение/(уменьшение) краткосрочных резервов		2	(1)
Увеличение/(уменьшение) прочих краткосрочных обязательств		4	(3)
Увеличение прочих долгосрочных обязательств		12	4
Увеличение долгосрочной предоплаты по договорам поставки нефти		258	–
Выдача долгосрочных займов дочерними банками		(15)	(16)
Погашение долгосрочных займов выданных дочерними банками		15	16
Приобретение торговых ценных бумаг		(10)	(26)
Реализация торговых ценных бумаг		12	27
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов</b>		<b>608</b>	<b>267</b>
Платежи по налогу на прибыль		(38)	(48)
Проценты полученные		3	5
<b>Чистые денежные средства от операционной деятельности</b>		<b>573</b>	<b>224</b>

*Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности  
являются ее неотъемлемой частью.*

ОАО «НК «Роснефть»

Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств  
(продолжение)

(В миллиардах российских рублей)

		За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
<b>Инвестиционная деятельность</b>			
Капитальные затраты		(248)	(243)
Покупка лицензий		(5)	(1)
Приобретение краткосрочных финансовых активов		(138)	(67)
Выручка от реализации краткосрочных финансовых активов		40	96
Приобретение долгосрочных финансовых активов		(2)	–
Выручка от реализации долгосрочных финансовых активов		1	3
Приобретение долей в зависимых и совместных компаниях	16	(23)	(34)
Приобретение дочерних компаний, за вычетом полученных денежных средств	4	(1 201)	(4)
Продажа основных средств		–	3
Размещение денежных средств по сделке обратного РЕПО		(3)	(13)
Получение денежных средств по сделке обратного РЕПО		3	30
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(1 576)</b>	<b>(230)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>			
Поступление краткосрочных кредитов и займов		–	20
Выплата краткосрочных кредитов и займов		(16)	(20)
Поступление долгосрочных кредитов и займов		1 113	103
Выплата долгосрочных кредитов и займов		(37)	(45)
Выкуп собственных акций		–	(68)
Приобретение неконтролирующих долей в дочерних обществах		–	(2)
Проценты уплаченные		(23)	(12)
<b>Чистые денежные средства, полученные от / (использованные в) финансовой деятельности</b>		<b>1 037</b>	<b>(24)</b>
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		34	(30)
Денежные средства и их эквиваленты в начале отчетного периода	10	299	166
Эффект от курсовых разниц на денежные средства и их эквиваленты		13	3
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец отчетного периода</b>	10	<b>346</b>	<b>139</b>

Прилагаемые примечания к консолидированной финансовой отчетности являются ее неотъемлемой частью.

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной)

за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.

*(суммы в таблицах в миллиардах российских рублей, если не указано иное)*

### 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.

### 2. Основа подготовки финансовой отчетности

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международным стандартом финансовой отчетности («МСФО») (IAS) № 34 «Промежуточная финансовая отчетность». Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность должна рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью за 2012 год, подготовленной в соответствии с МСФО.

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность не проаудирована и не включает в себя раскрытие всей информации, требуемой для годовой отчетности по МСФО. Компания не раскрывала информацию, которая дублирует информацию, содержащуюся в аудированной консолидированной финансовой отчетности за 2012 год, например, принципы учетной политики и детальное описание статей, где не отмечено существенных изменений сумм или состава. Помимо этого, Компания раскрыла информацию о существенных событиях, наступивших после выпуска аудированной консолидированной финансовой отчетности за 2012 год. Руководство полагает, что информация, представленная в настоящей промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности, достаточна и не вводит пользователей в заблуждение, при условии, что настоящая промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность используется в сочетании с аудированной консолидированной финансовой отчетностью Компании за 2012 год и соответствующими примечаниями. По мнению руководства, финансовая отчетность отражает все корректировки, необходимые для достоверного представления финансового положения Компании, результатов ее деятельности, отчета об изменении в акционерном капитале и движения ее денежных средств за промежуточные отчетные периоды.

Компания ведет учет и подготавливает финансовую отчетность в соответствии с требованиями российского законодательства в области бухгалтерского учета и налогообложения. Представленная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность по МСФО подготовлена на основе первичных данных российского бухгалтерского учета.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность Компании представлена в миллиардах российских рублей, кроме случаев, где указано иное.

Отдельные статьи баланса по состоянию на 31 декабря 2012 г. были переклассифицированы для соответствия презентации текущего периода.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за 3 и 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. была утверждена к выпуску Президентом Компании 29 июля 2013 г.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**3. Изменения в учетной политике**

Аспекты учетной политики, использованные при подготовке данной промежуточной сокращенной консолидированной отчетности, соответствуют принципам учетной политики, которые применялись и были раскрыты в годовой консолидированной финансовой отчетности за 2012 год, подготовленной в соответствии с МСФО, 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 соотношение 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 отчетного периода, заканчивающегося 30 июня 2012 г. – уменьшение начисленного износа, истощения и амортизации на 13 млрд руб. 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 30 июня 2012 г. – увеличение на 1,3 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.

Компания применила комплект стандартов по консолидации: МСФО (IFRS) № 10 «*Консолидированная финансовая отчетность*», МСФО (IFRS) № 11 «*Совместные предприятия*», 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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**3. Изменения в учетной политике (продолжение)**

МСФО (IFRS) № 13 «*Оценка по справедливой стоимости*» («МСФО (IFRS) № 13») 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 промежуточной сокращенной консолидированной отчетности. Компания представила данные раскрытия в Примечании 22.

МСФО (IAS) № 1 «*Представление финансовой отчетности*» («МСФО (IAS) № 1»). Изменения к МСФО (IAS) № 1 вводят группировку статей, представленных в прочем совокупном доходе. Статьи, которые могут быть впоследствии реклассифицированы в состав прибылей или убытков 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 на консолидированный баланс на 31 декабря 2012 г. и промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г., перехода Компании с метода долевого участия к учету активов, обязательств, выручки и расходов, в соответствии с МСФО (IFRS) № 11 «*Совместные предприятия*», связанных с долей участия Компании в Ruhr Oel GmbH, совместной деятельности с группой компаний ВР по переработке и сбыту нефти в Западной Европе, а также в ОАО «Томскнефть» ВНК (далее по тексту «Томскнефть»), совместной деятельности с ОАО «Газпром нефть» по разведке и добыче нефти в Западной Сибири.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

3. Изменения в учетной политике (продолжение)

Влияние на консолидированный баланс:

	31 декабря 2012 г.		
	Ruhr Oel GmbH	ОАО «Томскнефть» ВНК	Итого
<b>Увеличение оборотных активов:</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	–	3	3
Прочие финансовые активы	2	–	2
Дебиторская задолженность	10	1	11
Товарно-материальные запасы	1	1	2
Авансы выданные и прочие оборотные активы	1	–	1
<b>Итого увеличение оборотных активов</b>	<b>14</b>	<b>5</b>	<b>19</b>
<b>Увеличение/(уменьшение) внеоборотных активов:</b>			
Основные средства	57	42	99
Инвестиции в Ruhr Oel GmbH	(47)	–	(47)
Инвестиции в ОАО «Томскнефть» ВНК	–	(38)	(38)
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	2	–	2
Отложенные налоговые активы	–	2	2
Гудвилл	–	11	11
<b>Итого увеличение внеоборотных активов</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>29</b>
<b>Итого увеличение активов</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>48</b>
<b>Увеличение краткосрочных обязательств:</b>			
Кредиторская задолженность и начисления	4	2	6
Займы и кредиты	5	11	16
Обязательства по прочим налогам	2	4	6
<b>Итого увеличение краткосрочных обязательств</b>	<b>11</b>	<b>17</b>	<b>28</b>
<b>Увеличение долгосрочных обязательств:</b>			
Отложенные налоговые обязательства	4	5	9
Резервы	–	4	4
Прочие долгосрочные обязательства	13	–	13
<b>Итого увеличение долгосрочных обязательств</b>	<b>17</b>	<b>9</b>	<b>26</b>
<b>Уменьшение капитала:</b>			
Прочие фонды и резервы	(2)	–	(2)
Нераспределенная прибыль	–	(4)	(4)
<b>Итого уменьшение капитала</b>	<b>(2)</b>	<b>(4)</b>	<b>(6)</b>
<b>Итого увеличение обязательств и капитала</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>48</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

3. Изменения в учетной политике (продолжение)

Влияние на промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе:

	За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные данные)		
	ОАО		
	Ruhr Oel GmbH	«Томскнефть» ВНК	Итого
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>			
Результаты деятельности зависимых и совместных компаний	–	(1)	(1)
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	–	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>
<b>Затраты и расходы</b>			
Производственные и операционные расходы	4	3	7
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	(5)	(12)	(17)
Износ, истощение и амортизация	1	1	2
Налоги, кроме налога на прибыль	–	6	6
<b>Итого затраты и расходы</b>	–	<b>(2)</b>	<b>(2)</b>
<b>Операционная прибыль</b>	–	1	1
<b>Прибыль до налогообложения</b>	–	<b>1</b>	<b>1</b>
Налог на прибыль	–	(1)	(1)
<b>Чистая прибыль</b>	–	–	–
<b>Прочий совокупный доход/(расход) – реклассифицируемый впоследствии в состав прибыли/(убытка)</b>			
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций	2	–	2
<b>Итого прочий совокупный доход, за вычетом налогов – реклассифицируемый впоследствии в состав прибыли</b>	<b>2</b>	–	<b>2</b>
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>2</b>	–	<b>2</b>
<b>Чистая прибыль</b>	–	–	–
относящаяся к акционерам Роснефти	–	–	–
относящаяся к неконтролирующим долям	–	–	–
<b>Общий совокупный доход, за вычетом налогов</b>	<b>2</b>	–	<b>2</b>
относящийся к акционерам Роснефти	2	–	2
относящийся к неконтролирующим долям	–	–	–

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

3. Изменения в учетной политике (продолжение)

	За 6 месяцев, закончившихся		
	30 июня 2012 г. (неаудированные данные)		
	Ruhr Oel GmbH	ОАО «Томскнефть» ВНК	Итого
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>			
Результаты деятельности зависимых и совместных компаний	–	(3)	(3)
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	<b>–</b>	<b>(3)</b>	<b>(3)</b>
<b>Затраты и расходы</b>			
Производственные и операционные расходы	7	6	13
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов и услуг по переработке нефти	(9)	(25)	(34)
Износ, истощение и амортизация	2	2	4
Налоги, кроме налога на прибыль	–	13	13
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>–</b>	<b>(4)</b>	<b>(4)</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>–</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>–</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
Налог на прибыль	–	(1)	(1)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Прочий совокупный расход – реклассифицируемый впоследствии в состав убытка</b>			
Курсовые разницы от пересчета иностранных операций	(1)	–	(1)
<b>Итого прочий совокупный расход, за вычетом налогов – реклассифицируемый впоследствии в состав убытка</b>	<b>(1)</b>	<b>–</b>	<b>(1)</b>
<b>Общий совокупный расход, за вычетом налогов</b>	<b>(1)</b>	<b>–</b>	<b>(1)</b>
<b>Чистая прибыль</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
относящаяся к акционерам Роснефти	–	–	–
относящаяся к неконтролирующим долям	–	–	–
<b>Общий совокупный расход, за вычетом налогов</b>	<b>(1)</b>	<b>–</b>	<b>(1)</b>
относящийся к акционерам Роснефти	(1)	–	(1)
относящийся к неконтролирующим долям	–	–	–

Сезонность деятельности

Деятельность Компании не носит сезонного характера. Доходы и расходы признаются равномерно в течение года.



Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**4. 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 1 777 млрд руб. на дату приобретения. Приобретение осуществлялось путем двух независимых сделок с компанией ВР и консорциумом ААР.

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 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 ААР:**

Денежное возмещение в сумме 27,73 млрд долл. США, по официальному курсу ЦБ РФ на дату приобретения	858
--	-----

<b>Итого денежное возмещение и долевые финансовые инструменты</b>	<b>1 700</b>
---	--------------

Справедливая стоимость инвестиции в ОАО «Верхнечонскнефтегаз»	77
---	----

<b>Итого стоимость приобретения</b>	<b>1 777</b>
-------------------------------------	--------------

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 в 48 млрд руб. отражена в составе строки «Прочие доходы» промежуточного консолидированного отчета о совокупном доходе за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. Справедливая стоимость неконтролирующей доли в ВЧНГ в размере 77 млрд руб. учтена в составе переданного возмещения.

Приобретение компании ТНК-ВР не предусматривает обязательств по условному возмещению.

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

### 4. Приобретение дочерних компаний(продолжение)

#### Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

В ходе сделки были приобретены следующие основные активы:

Название	Страна регистрации	Основная деятельность	Всего акции %	Голос. акции %
<b><u>Разведка и добыча</u></b>				
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 Югранефть»	РФ	Разработка и добыча нефти и газа	75,30	76,77
ОАО «Самолорнефтегаз»	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 «Верхнечонкнефтегаз»	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
<b><u>Нефтепереработка и сбыт</u></b>				
ООО «Нижневартовское нефтеперерабатывающее объединение»	РФ	Производство нефтепродуктов	94,67	96,51
ЗАО «РНЦК»	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 «ПКЭЖ»	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-Индустриз»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ЗАО Топливозаправочная компания «Кольцово»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ООО «ТЭК-Актив»	РФ	Торговля нефтепродуктами	94,67	96,51
ЧАО «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
<b><u>Прочие</u></b>				
TNK Industrial Holdings Limited	Британские Виргинские Острова	Холдинговая Компания	100,00	100,00
TNK-ВР Limited	Британские Виргинские Острова	Холдинговая Компания	100,00	100,00
TNK-ВР 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

# ОАО «НК «Роснефть»

## Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

### 4. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

#### Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

В течение второго квартала 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 предварительное 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	55
Товарно-материальные запасы	45
Авансы выданные и прочие оборотные активы	75
<b>Итого оборотные активы</b>	<b>358</b>

##### **Внеоборотные активы:**

Основные средства	1 916
Нематериальные активы	24
Прочие финансовые активы	12
Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность	351
Отложенные налоговые активы	14
Гудвилл	9
Прочие внеоборотные нефинансовые активы	15
<b>Итого внеоборотные активы</b>	<b>2 341</b>
<b>Итого активы</b>	<b>2 699</b>

## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

#### 4. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

##### Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

###### ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

###### Краткосрочные обязательства:

Кредиторская задолженность и начисления	118
Займы и кредиты	30
Обязательства по налогу на прибыль	2
Обязательства по прочим налогам	61
Резервы	3
Прочие краткосрочные обязательства	13
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>	<b>227</b>

###### Долгосрочные обязательства:

Займы и кредиты	184
Отложенные налоговые обязательства	390
Резервы	33
Прочие долгосрочные обязательства	2
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>	<b>609</b>

###### Итого обязательства

**836**

###### Итого идентифицируемые чистые активы по справедливой стоимости

**1 863**

Неконтролирующая доля, оцениваемая по справедливой стоимости (86)

###### Стоимость приобретения

**(1 777)**

###### Потоки денежных средств при приобретении ТНК-ВР:

Чистая сумма денежных средств, приобретенная с ТНК-ВР	178
Уплаченная сумма денежных средств	(1 373)
<b>Чистый отток денежных средств</b>	<b>(1 195)</b>

Отложенные налоговые обязательства в сумме 390 млрд руб., в основном, относятся к переоценке основных средств.

Чистый отток денежных средств в сумме 1 195 млрд руб. был представлен в строке «Приобретение дочерней компании, за вычетом полученных денежных средств» в составе инвестиционной деятельности промежуточного консолидированного отчета о движении денежных средств за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г.

Распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств по состоянию на 30 июня 2013 г. является предварительным. Распределение цены приобретения не было завершено вследствие сложности сделки по приобретению и неопределенностей, связанных с оценкой справедливой стоимости основных средств, нематериальных активов, резервов и отложенных налоговых активов и обязательств. Распределение цены приобретения на справедливую стоимость приобретенных активов и обязательств будет завершено в течение 12 месяцев с даты приобретения.

С 21 марта 2013 г. (даты приобретения) суммы выручки и чистой прибыли ТНК-ВР, включенные в промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., составили 549 млрд руб. и 69 млрд руб., соответственно. Суммы выручки и чистой прибыли ТНК-ВР, включенные в промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе за 3 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., составили 496 млрд руб. и 63 млрд руб., соответственно.

## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

#### 4. Приобретение дочерних компаний (продолжение)

##### Приобретение ТНК-ВР (продолжение)

Если бы приобретение ТНК-ВР состоялось в начале отчетного периода (1 января 2013 г.), то выручка и чистая прибыль объединенной компании за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., составили бы 2 390 млрд руб. и 217 млрд руб., соответственно.

##### Приобретение ООО «Базовый авиатопливный оператор» и ООО «Генерал Авиа»

В мае 2013 года Компания приобрела за 6 млрд руб. 100% акций ООО «Базовый авиатопливный оператор» и ООО «Генерал Авиа», занимающиеся 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**

#### 5. 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, логистики 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.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

5. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели операционных сегментов за 3 месяца, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, логистика и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых компаний и совместных компаний</b>					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	47	1 123	4	–	1 174
Межсегментная реализация	421	–	–	(421)	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	2	–	–	–	2
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	<b>470</b>	<b>1 123</b>	<b>4</b>	<b>(421)</b>	<b>1 176</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	283	1 069	30	(421)	961
Износ, истощение и амортизация	82	11	–	–	93
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>365</b>	<b>1 080</b>	<b>30</b>	<b>(421)</b>	<b>1 054</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>105</b>	<b>43</b>	<b>(26)</b>	<b>–</b>	<b>122</b>
Финансовые доходы					4
Финансовые расходы					(22)
<b>Итого финансовые расходы</b>					<b>(18)</b>
Прочие доходы					1
Прочие расходы					(5)
Курсовые разницы					(55)
<b>Прибыль до налогообложения</b>					<b>45</b>
Налог на прибыль					(10)
<b>Чистая прибыль</b>					<b>35</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

5. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели операционных сегментов за 3 месяца, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, логистика и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых компаний и совместных компаний</b>					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	12	702	8	–	722
Межсегментная реализация	264	6	–	(270)	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	3	–	–	–	3
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	<b>279</b>	<b>708</b>	<b>8</b>	<b>(270)</b>	<b>725</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	171	708	20	(270)	629
Износ, истощение и амортизация	38	7	2	–	47
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>209</b>	<b>715</b>	<b>22</b>	<b>(270)</b>	<b>676</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>70</b>	<b>(7)</b>	<b>(14)</b>	<b>–</b>	<b>49</b>
Финансовые доходы					3
Финансовые расходы					(2)
<b>Итого финансовые доходы</b>					<b>1</b>
Прочие доходы					–
Прочие расходы					(13)
Курсовые разницы					(39)
<b>Убыток до налогообложения</b>					<b>(2)</b>
Налог на прибыль					1
<b>Чистый убыток</b>					<b>(1)</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

5. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели операционных сегментов за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, логистика и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых компаний и совместных компаний</b>					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	61	1 909	9	–	1 979
Межсегментная реализация	737	–	–	(737)	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	9	–	–	–	9
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	<b>807</b>	<b>1 909</b>	<b>9</b>	<b>(737)</b>	<b>1 988</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	476	1 828	50	(737)	1 617
Износ, истощение и амортизация	127	20	2	–	149
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>603</b>	<b>1 848</b>	<b>52</b>	<b>(737)</b>	<b>1 766</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>204</b>	<b>61</b>	<b>(43)</b>	<b>–</b>	<b>222</b>
Финансовые доходы					7
Финансовые расходы					(29)
<b>Итого финансовые расходы</b>					<b>(22)</b>
Прочие доходы					49
Прочие расходы					(20)
Курсовые разницы					(66)
<b>Прибыль до налогообложения</b>					<b>163</b>
Налог на прибыль					(26)
<b>Чистая прибыль</b>					<b>137</b>



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

5. Информация по сегментам (продолжение)

Показатели операционных сегментов за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные):

	Разведка и добыча	Переработка, логистика и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Корректировки	Консолидированные данные
<b>Выручка от реализации и доход от зависимых компаний и совместных компаний</b>					
Выручка, поступившая от внешних потребителей	23	1 437	14	–	1 474
Межсегментная реализация	578	11	–	(589)	–
Доля в прибыли зависимых и совместных предприятий	10	–	–	–	10
<b>Итого выручка от реализации и доход от зависимых и совместных компаний</b>	<b>611</b>	<b>1 448</b>	<b>14</b>	<b>(589)</b>	<b>1 484</b>
<b>Затраты и расходы</b>					
Затраты и расходы, за исключением износа, истощения и амортизации	344	1 419	38	(589)	1 212
Износ, истощение и амортизация	77	16	3	–	96
<b>Итого затраты и расходы</b>	<b>421</b>	<b>1 435</b>	<b>41</b>	<b>(589)</b>	<b>1 308</b>
<b>Операционная прибыль</b>	<b>190</b>	<b>13</b>	<b>(27)</b>	<b>–</b>	<b>176</b>
Финансовые доходы					9
Финансовые расходы					(7)
<b>Итого финансовые доходы</b>					<b>2</b>
Прочие доходы					1
Прочие расходы					(18)
Курсовые разницы					(13)
<b>Прибыль до налогообложения</b>					<b>148</b>
Налог на прибыль					(32)
<b>Чистая прибыль</b>					<b>116</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

5. Информация по сегментам (продолжение)

Расшифровка выручки от реализации нефти, газа и нефтепродуктов представлена ниже (основана на стране, указанной в коносаменте):

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
<b>Реализация нефти и газа</b>				
Реализация нефти – Европа	402	261	679	507
Реализация нефти – Азия	133	87	233	192
Реализация нефти – СНГ, кроме РФ	28	15	51	36
Реализация нефти на внутреннем рынке	29	2	35	4
Реализация газа на внутреннем рынке	19	5	27	9
<b>Всего реализация нефти и газа</b>	<b>611</b>	<b>370</b>	<b>1 025</b>	<b>748</b>

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
<b>Реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>				
Реализация нефтепродуктов – Европа	226	133	386	304
Реализация нефтепродуктов – Азия	70	56	136	115
Реализация нефтепродуктов – СНГ, кроме РФ	23	2	27	4
Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке	208	128	334	239
Реализация нефтехимии на внутреннем рынке	3	3	6	6
Реализация нефтехимии – Европа	17	20	39	38
<b>Всего реализация нефтепродуктов и нефтехимии</b>	<b>547</b>	<b>342</b>	<b>928</b>	<b>706</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

6. Экспортная пошлина

Экспортная пошлина включает:

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
Экспортная пошлина по реализации нефти и газа	265	192	451	347
Экспортная пошлина по реализации нефтепродуктов и нефтехимии	94	53	151	105
<b>Итого экспортная пошлина</b>	<b>359</b>	<b>245</b>	<b>602</b>	<b>452</b>

7. Налог на прибыль и прочие налоги

Налог на прибыль включает:

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
Текущий налог на прибыль	(9)	3	(21)	(31)
Доход по отложенному налогу, связанный с возникновением и восстановлением временных разниц	(1)	(2)	(5)	(1)
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>(10)</b>	<b>1</b>	<b>(26)</b>	<b>(32)</b>

Кроме налога на прибыль Компания начислила следующие налоги:

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
Налог на добычу полезных ископаемых	209	135	361	274
Акцизы	34	18	57	36
Налог на имущество	7	3	10	6
Прочие	9	8	19	16
<b>Итого налоги, за исключением налога на прибыль</b>	<b>259</b>	<b>164</b>	<b>447</b>	<b>332</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**8. Финансовые расходы**

Финансовые расходы включают:

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
Проценты к уплате по кредитам и займам	(9)	(1)	(13)	(3)
Проценты к уплате по облигациям	(1)	–	(1)	–
Убыток от изменения справедливой стоимости финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, признанный в составе прибыли или убытка	(7)	–	(9)	–
Прирост резервов, возникающий в результате течения времени	(1)	(1)	(2)	(3)
Прочие финансовые расходы	(4)	–	(4)	(1)
<b>Итого финансовые расходы</b>	<b>(22)</b>	<b>(2)</b>	<b>(29)</b>	<b>(7)</b>

**9. Прочие доходы и расходы**

Прочие доходы и расходы включают:

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
Дооценка неконтролирующей доли в ВЧНГ до справедливой стоимости	–	–	48	–
Прочие	1	–	1	1
<b>Итого прочие доходы</b>	<b>1</b>	<b>–</b>	<b>49</b>	<b>1</b>
Реализация и выбытие основных средств и нематериальных активов	(2)	(1)	(3)	–
Выбытие предприятий и непроизводственных активов	–	(2)	(1)	(3)
Обесценение активов	(2)	(5)	(5)	(5)
Социальные выплаты, благотворительность, спонсорство, финансовая помощь	(1)	(4)	(2)	(6)
Прочие	–	(1)	(9)	(4)
<b>Итого прочие расходы</b>	<b>(5)</b>	<b>(13)</b>	<b>(20)</b>	<b>(18)</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**10. Денежные средства и их эквиваленты**

Денежные средства и их эквиваленты включают:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	26	19
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – иностранная валюта	295	206
Депозиты	20	72
Прочее	5	2
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>346</b>	<b>299</b>

**11. Прочие краткосрочные финансовые активы**

Прочие краткосрочные финансовые активы включают:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
<b>Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи:</b>		
Облигации	20	14
Вложения в акции и паи	3	6
<b>Займы и дебиторская задолженность:</b>		
Займы выданные	38	18
Займы, выданные ассоциированным компаниям	1	1
Векселя полученные, за вычетом резерва	18	27
Займы, выданные по сделке обратного РЕПО	1	–
Депозиты и депозитные сертификаты	85	–
<b>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенные для торговли:</b>		
Корпоративные облигации	10	10
Государственные облигации	2	5
Вложения в акции и паи	–	6
<b>Производные финансовые инструменты</b>	<b>–</b>	<b>3</b>
<b>Итого прочие краткосрочные финансовые активы</b>	<b>178</b>	<b>90</b>

**12. Дебиторская задолженность**

Дебиторская задолженность за вычетом резерва включает:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Торговая дебиторская задолженность покупателей и заказчиков	311	204
Ссудная задолженность банков Компании	12	19
Прочая дебиторская задолженность	31	22
<b>Итого</b>	<b>354</b>	<b>245</b>
Оценочный резерв по сомнительным долгам	(8)	(8)
<b>Итого дебиторская задолженность за вычетом резерва</b>	<b>346</b>	<b>237</b>

На 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. дебиторская задолженность не передавалась в залог в качестве обеспечения кредитов и займов, предоставленных Компании.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**13. Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы включают:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Сырая нефть и попутный газ	52	46
Нефтепродукты и нефтехимия	79	56
Материалы	39	21
Незавершенное производство	16	11
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>186</b>	<b>134</b>

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

	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 3 месяца, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	За 6 месяцев, закончив- шихся 30 июня 2012 г. (неаудирован- ные пересмотрен- ные данные)
Сумма по статье «Материалы», признанная в качестве расходов	172	77	270	165

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

**14. Авансы выданные и прочие оборотные активы**

Авансы выданные и прочие оборотные активы включают:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Налог на добавленную стоимость и акцизы к возмещению из бюджета	152	81
Авансы, выданные поставщикам	25	24
Предоплата по таможенным пошлинам	35	54
Расчеты по прочим налогам	27	11
Прочие	5	6
<b>Итого авансы выданные и прочие оборотные активы</b>	<b>244</b>	<b>176</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

15. Основные средства

	Разведка и добыча	Переработка и сбыт	Корпоративная и прочие деятельности	Итого
<b>Первоначальная стоимость</b>				
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	2 561	705	112	3 378
Приобретение дочерних компаний	1 775	141	7	1 923
Поступления	168	73	12	253
Выбытия	(13)	(1)	–	(14)
Курсовая разница	13	5	(2)	16
Резерв под обязательства, связанные с выбытием активов	(2)	–	–	(2)
На 30 июня 2013 г.	4 502	923	129	5 554
<b>Износ, истощение и убытки от обесценения</b>				
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	(621)	(145)	(42)	(808)
Начисление износа и истощения	(124)	(18)	(5)	(147)
Выбытия	2	–	1	3
Курсовая разница	(7)	(2)	–	(9)
На 30 июня 2013 г.	(750)	(165)	(46)	(961)
<b>Чистая балансовая стоимость</b>				
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	1 940	560	70	2 570
На 30 июня 2013 г.	3 752	758	83	4 593
<b>Авансы, выданные за основные средства</b>				
На 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)	5	53	10	68
На 30 июня 2013 г.	6	62	13	81
<b>Итого на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)</b>	<b>1 945</b>	<b>613</b>	<b>80</b>	<b>2 638</b>
<b>Итого на 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)</b>	<b>3 758</b>	<b>820</b>	<b>96</b>	<b>4 674</b>

Компания капитализировала проценты по кредитам и займам в сумме 16 млрд руб. и 10 млрд руб. за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., соответственно.

Полугодовая средневзвешенная ставка, используемая для расчета суммы капитализируемых расходов по кредитам и займам, составляет 2,10% и 1,90% за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., соответственно.

Износ за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 и 2012 гг., включает износ, капитализированный в составе стоимости строительства объектов основных средств, а также в составе стоимости товарно-материальных запасов в сумме 2 млрд руб. и 2 млрд руб., соответственно.

16. Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность

ОАО «НГК «Славнефть»

В результате приобретения ТНК-ВР (Примечание 4) Компания получила 49,9% доли в ОАО «НГК «Славнефть» (далее по тексту «Славнефть»). По предварительной оценке инвестиция составляет 274 млрд рублей и учитывается как совместное предприятие по методу участия в капитале.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**16. Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность (продолжение)**

*ОАО «НГК «Славнефть» (продолжение)*

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 Славнефти составляет 18 млн тонн нефти. Добытая нефть (за исключением экспортной доли) отправляется на переработку. Ежегодно НПЗ Славнефти перерабатывают свыше 26 млн тонн углеводородного сырья и производят более 5 млн тонн автобензинов.

*Инвестиции в Венесуэле*

В результате приобретения ТНК-ВР (Примечание 4) Компания получила доли в ряде проектов в Венесуэле, наиболее крупная доля у Компании в предприятии ПетроМонагаз С.А. – 16,7%. Данная инвестиция по предварительной оценке составляет 32 млрд рублей и учитывается как зависимое общество по методу участия в капитале.

ПетроМонагаз С.А. занимается разработкой нефтегазовых месторождений на востоке бассейна р. Ориноко. В 2012 году предприятие добыло 6,85 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.

*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 рублей. В результате данного приобретения и присоединения доли ТНК-ВР (Примечание 4), 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 акционеров предусматривает совместный контроль.

*Приобретение доли в бразильских активах*

В результате приобретения ТНК-ВР (Примечание 4) Компания получила 45%-ю долю в концессионном соглашении в отношении 21 разведочного блока в нефтегазовом бассейне Солимоинс на материковой части Бразилии. В соответствии с соглашением, стоимость сделки составляет 1 млрд долл. и должна быть оплачена пятью полугодовыми траншами, начиная с апреля 2012 года, вместе с процентами, начисленными по ставке ЛИБОР. Приобретенные доли в этом проекте учитываются как совместная операция, так как Компания приобрела неотделимые доли в соответствующих активах и обязательствах. В марте 2013 года Компания оплатила третий из пяти полугодовых траншей в размере 6 млрд руб.

*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.p.a.*, Джигана 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).



## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

#### 16. Инвестиции в зависимые компании и совместную деятельность (продолжение)

##### *Приобретение доли в нефтеперерабатывающих активах (продолжение)*

В результате данных приобретений доля Компании в уставном капитале компании Saras составила 20,99% и 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, защите окружающей среды и геологоразведки.

#### 17. Кредиторская задолженность и начисления

Кредиторская задолженность и начисления включают:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Кредиторская задолженность поставщикам и подрядчикам	149	119
Расчеты по дивидендам	85	–
Авансы полученные	53	18
Остатки на счетах клиентов банка	37	41
Заработная плата и связанные начисления	39	22
Прочая кредиторская задолженность	41	11
<b>Итого кредиторская задолженность и начисления</b>	<b>404</b>	<b>211</b>

Краткосрочная кредиторская задолженность обычно погашается в среднем в течение 45 дней (2012 г.: 31 день). На остатки на счетах клиентов банка начисляется 0,1%-3,0% годовых. Торговая и прочая кредиторская задолженности являются беспроцентными.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

18. Займы и кредиты

Займы и кредиты включают:

	Валюта	30 июня 2013 г.	31 декабря 2012 г.
		(неаудированные данные)	(пересмотренные данные)
<i>Долгосрочные</i>			
Банковские кредиты	рубли	101	101
Банковские кредиты	доллары США, евро	1 844	648
Облигации	рубли	91	20
Еврооблигации	доллары США	230	91
Клиентские депозиты	рубли	9	8
Клиентские депозиты	доллары США, евро	4	3
Прочие заемные средства	рубли	–	1
<i>За вычетом: Краткосрочная часть долгосрочных займов и кредитов</i>		(401)	(35)
<b>Итого долгосрочные займы и кредиты</b>		<b>1 878</b>	<b>837</b>
<i>Краткосрочные</i>			
Банковские кредиты	рубли	–	8
Банковские кредиты	доллары США	13	12
Клиентские депозиты	рубли	11	12
Клиентские депозиты	доллары США, евро	2	3
Займы	рубли	3	3
Займы	евро	–	4
Займы – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	11	11
Векселя к уплате	рубли	1	1
Векселя к уплате – компании, аффилированные с ОАО «НК ЮКОС»	рубли	52	52
Обязательства по сделке РЕПО	рубли	2	2
<i>Текущая часть долгосрочных кредитов</i>		401	35
<b>Итого краткосрочные займы и кредиты и текущая часть долгосрочных займов и кредитов</b>		<b>496</b>	<b>143</b>
<b>Итого задолженность по займам и кредитам</b>		<b>2 374</b>	<b>980</b>

В основном долгосрочные банковские кредиты привлечены от иностранных банков в долларах США и часть из них обеспечена 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 (в долларах США) банков кредиторов. Дебиторская задолженность по таким контрактам составляет 23 млрд руб. и 32 млрд руб. по состоянию на 30 июня 2013 и 31 декабря 2012 гг., соответственно, и показана в составе торговой дебиторской задолженности покупателей и заказчиков.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**18. Займы и кредиты (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 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 30 июня 2013 г.) на финансирование приобретения ТНК-ВР (Примечание 4). Кредит в сумме 4,09 млрд долл. США (134 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 30 июня 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 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 30 июня 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 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 30 июня 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 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 30 июня 2013 г.) заключено с группой иностранных банков под плавающую ставку сроком на 5 лет. По состоянию на 30 июня 2013 г. выборка по указанным кредитам полностью осуществлена.

В марте 2013 года Компания выпустила два транша документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя номинальной стоимостью 30 млрд руб. Выплаты по купону будут осуществляться каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 8,0% годовых. Срок погашения облигаций наступит в 2018 году.

В июне 2013 года Компания выпустила три транша документарных неконвертируемых процентных облигаций на предъявителя номинальной стоимостью 40 млрд руб. Выплаты по купону будут осуществляться каждые 6 месяцев по фиксированной ставке 7,95% годовых. Срок погашения облигаций наступит в 2018 году.

В июне 2013 года Компания осуществила выборку по обеспеченному долгосрочному кредиту от иностранного банка на общую сумму 2,0 млрд долл. США (65,4 млрд руб. по официальному курсу ЦБ РФ на 30 июня 2013 г.) под плавающую ставку сроком на 16 лет. Обеспечением по кредиту являются экспортные поставки нефти.

По состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. Компания соблюдает все финансовые и прочие ограничительные условия, содержащиеся в кредитных договорах.

**19. Обязательства по прочим налогам**

Обязательства по прочим налогам включают:

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
Налог на добычу полезных ископаемых	65	46
Налог на добавленную стоимость	41	23
Акцизы	19	10
Налог на доходы физических лиц	3	1
Налог на имущество	6	3
Прочие	8	–
<b>Итого обязательства по прочим налогам</b>	<b>142</b>	<b>83</b>

## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

#### 20. Резервы

	Обязательства, связанные с выбытием активов	Резерв на восстановление окружающей среды	Судебные, налоговые иски и прочие	Всего
<b>Остаток на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные), в том числе</b>	<b>68</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>76</b>
<i>Долгосрочные</i>	68	3	–	71
<i>Краткосрочные</i>	–	2	3	5
Резервы, созданные в течение года	2	–	2	4
Увеличение/(уменьшение) обязательства в результате:				
<i>Изменения оценочных данных</i>	1	1	–	2
<i>Изменения ставки дисконтирования</i>	(5)	–	–	(5)
<i>Прощения времени</i>	3	–	–	3
<i>Использования</i>	–	–	(1)	(1)
<i>Приобретения ТНК-ВР (Примечание 4)</i>	19	17	–	36
<b>Остаток на 30 июня 2013 г., (неаудированные данные) в том числе</b>	<b>88</b>	<b>23</b>	<b>4</b>	<b>115</b>
<i>Долгосрочные</i>	87	18	–	105
<i>Краткосрочные</i>	1	5	4	10

#### 21. Акционерный капитал

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.

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 июне 2012 года Компания выкупила 321 963 949 шт. собственных акций за 68 млрд. руб. или 212 руб. за одну акцию.

#### 22. Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств определяется следующим образом:

- справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, торгуемых 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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

22. 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 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	2	10	–	12
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	9	14	–	23
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	3	–	–	3
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>14</b>	<b>24</b>	<b>–</b>	<b>38</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>				
Производные финансовые инструменты	–	(6)	–	(6)
<b>Всего обязательств по справедливой стоимости</b>	<b>–</b>	<b>(6)</b>	<b>–</b>	<b>(6)</b>

	Оценка по справедливой стоимости на 31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Итого
<b>Активы:</b>				
<b>Оборотные средства</b>				
Торговые ценные бумаги	13	8	–	21
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	5	15	–	20
Производные финансовые инструменты	–	3	–	3
<b>Внеоборотные средства</b>				
Ценные бумаги, имеющиеся в наличии для продажи	6	–	–	6
Производные финансовые инструменты	–	2	–	2
<b>Всего активов по справедливой стоимости</b>	<b>24</b>	<b>28</b>	<b>–</b>	<b>52</b>

Справедливая стоимость финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи и финансовых активов, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, предназначенных для торговли равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской и кредиторской задолженности, займов выданных, производных финансовых инструментов и прочих финансовых активов приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в настоящей промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**22. Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)**

Ниже приводится сопоставление по категориям балансовой стоимости и справедливой стоимости остальных финансовых инструментов Компании:

	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	На 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	На 31 декабря 2012 г. (пересмотрен- ные данные)	На 30 июня 2013 г. (неаудирован- ные данные)	На 31 декабря 2012 г. (пересмотрен- ные данные)
<b>Финансовые обязательства</b>				
Финансовые обязательства, оцениваемые по амортизированной стоимости:				
Кредиторская задолженность	(404)	(211)	(404)	(211)
Кредиты и займы с плавающей ставкой	(1 742)	(632)	(1 779)	(605)
Кредиты и займы с фиксированной ставкой	(632)	(348)	(550)	(338)
Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток:				
Производные финансовые инструменты	(6)	—	(6)	—
Обязательства по финансовой аренде	(10)	(11)	(10)	(11)

**23. Операции со связанными сторонами**

В настоящей промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности связанными считаются стороны, одна из которых имеет возможность контролировать или осуществлять значительное влияние на операционные и финансовые решения другой стороны. В ходе основной хозяйственной деятельности Компания взаимодействует со следующими связанными сторонами: зависимые и совместные компании; совместные операции; предприятия, которые напрямую или косвенно контролируются правительством Российской Федерации; основной управленческий персонал; пенсионные фонды.

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 агрегировано 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 уполномоченным органом Российской Федерации (Федеральной службой по тарифам). Кредиты банков предоставляются исходя из рыночных процентных ставок. Налоги начисляются и уплачиваются в соответствии с российским налоговым законодательством.

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

23. Операции со связанными сторонами (продолжение)

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

*Выручка от реализации и доходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Реализация нефти и газа	50	54
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	22	13
Финансовые доходы	1	1
	<b>73</b>	<b>68</b>

*Затраты и расходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	1	–
Производственные и операционные расходы	9	3
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	100	91
Прочие расходы	8	3
Финансовые расходы	1	–
	<b>119</b>	<b>97</b>

*Прочие операции*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Приобретение финансовых активов и инвестиции в зависимые компании	(6)	(13)
Поступление кредитов	–	33
Выплата кредитов	(1)	–
Погашение кредитов и займов выданных	–	1
Депозиты размещенные	(34)	(6)
Депозиты погашенные	20	51
Выкуп акций	–	(1)

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

23. Операции со связанными сторонами (продолжение)

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

*Остатки по счетам взаиморасчетов*

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
<b>Активы</b>		
Денежные средства и их эквиваленты	258	188
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	18	13
Авансы выданные и прочие оборотные активы	16	15
Финансовые активы	50	7
	<b>342</b>	<b>223</b>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	16	15
Займы и кредиты	100	100
Прочие долгосрочные обязательства	3	–
	<b>119</b>	<b>115</b>

Операции с совместными компаниями

*Выручка от реализации и доходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Реализация нефти и газа	2	–
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	6	–
Вспомогательные услуги и прочая реализация	5	–
Финансовые расходы	–	1
	<b>13</b>	<b>1</b>

*Затраты и расходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	39	42
Производственные и операционные расходы	2	–
Тарифы за пользование нефтепроводом и расходы на транспортировку	3	3
Прочие расходы	5	1
	<b>49</b>	<b>46</b>



ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

23. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с совместными компаниями (продолжение)

*Прочие операции*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Поступление кредитов	–	1
Кредиты и займы выданные	(1)	–
Погашение кредитов и займов выданных	–	4

*Остатки по счетам взаиморасчетов*

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	7	–
Финансовые активы	13	–
	<b>20</b>	<b>–</b>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	18	7
Займы и кредиты	1	5
	<b>19</b>	<b>12</b>

*Выручка от реализации и доходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Реализация нефти и газа	3	1
Реализация нефтепродуктов и нефтехимии	–	1
Вспомогательные услуги и прочая реализация	1	2
	<b>4</b>	<b>4</b>

*Затраты и расходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Стоимость приобретенной нефти, газа и нефтепродуктов	–	6
Производственные и операционные расходы	1	1
Прочие расходы	1	5
	<b>2</b>	<b>12</b>

ОАО «НК «Роснефть»

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

23. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Операции с зависимыми компаниями

*Прочие операции*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Кредиты и займы выданные	–	1

*Остатки по счетам взаиморасчетов*

	30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	31 декабря 2012 г. (пересмотренные данные)
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва	2	6
Авансы выданные и прочие оборотные активы	3	–
Финансовые активы	13	12
	<b>18</b>	<b>18</b>
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность и начисления	1	11
	<b>1</b>	<b>11</b>

Операции с негосударственными пенсионными фондами

*Затраты и расходы*

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2012 г. (неаудированные пересмотренные данные)
Прочие расходы	2	1

24. Условные активы и обязательства

**Политико-экономическая ситуация в России**

В России продолжают 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.

Российская экономика подвержена влиянию рыночных колебаний и снижению темпов экономического развития в мировой экономике. Мировой финансовый кризис привел к возникновению неопределенностей 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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**24. Условные активы и обязательства (продолжение)**

**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 Ойл АС» лицензии на работу на Норвежском шельфе совместно с компанией Статойл.

**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 рублей 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), 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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**24. Условные активы и обязательства (продолжение)**

**Судебные иски (продолжение)**

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. 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 направила заявление в Высший Арбитражный Суд о пересмотре судебных решений в порядке надзора.

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. Седьмой арбитражный апелляционный суд отклонил апелляционную жалобу компании ЮКОС Капитал на это решение.

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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**24. Условные активы и обязательства (продолжение)**

**Судебные иски (продолжение)**

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. 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. Слушание по процессуальным документам сторон прошло 16 июля 2013 г., решение суда ожидается.

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. В судебных разбирательствах в Ирландии, которые обсуждаются ниже, компания ЮКОС Капитал заявила о том, что 6 февраля 2013 г. во французский суд ею было направлено уведомление об апелляции с требованием пересмотра решения Апелляционного суда Парижа об отказе в приведении в исполнение арбитражного решения. Томскнефть не получила копию каких-либо документов в связи с указанной апелляцией во Франции, против которой намеревается вести решительную защиту.

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 условно присутствовала на судебном заседании в Ирландии с целью обжалования юрисдикции суда. На заседании по вопросу назначения графика слушаний, состоявшемся в апреле 2013 года, ирландский суд назначил слушание по юрисдикционным вопросам на 15-17 октября 2013 г. Томскнефть подала первичное ходатайство в Сингапуре, добиваясь отказа от приведения в исполнение вышеуказанного решения в данной юрисдикции.

График проведения слушаний в Сингапуре еще не установлен. Томскнефть намеревается вести решительную защиту по этим искам.

## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

#### 24. Условные активы и обязательства (продолжение)

##### Судебные иски (продолжение)

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 (11 млрд руб. по курсу ЦБ РФ на 30 июня 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 назначено на 9 января 2014 года.

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 30 июня 2013 г. общая сумма административных штрафов, предъявленных ФАС и ее территориальными органами в отношении Роснефти и ее дочерних обществ, составляет 0,1 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.

В настоящее время предприятия группы ТНК-ВР вовлечены в ряд судебных разбирательств, которые возникли до момента завершения приобретения Компанией ТНК-ВР. Компания изучает возможное влияние указанных судебных разбирательств на результаты деятельности или финансовое состояние Компании. По итогам изучения эффект указанных судебных разбирательств будет учитываться в рамках распределения цены приобретения ТНК-ВР.

##### 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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**24. Условные активы и обязательства (продолжение)**

**Налогообложение (продолжение)**

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.

С 1 января 2012 г. принципы определения рыночных цен изменены, перечни лиц, которые могут быть признаны взаимозависимыми, и перечни сделок, являющихся контролируруемыми, 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 ноябре 2012 года Компания и Федеральная налоговая служба 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 июле 2013 года Компания и Федеральная налоговая служба подписали еще одно Соглашение о ценообразовании в отношении сделок по реализации нефти на российском рынке, совершенным начиная с 2012 года приобретенными обществами ТНК-ВР.

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 2009-2011 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.

Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**24. Условные активы и обязательства (продолжение)**

**Налогообложение (продолжение)**

На 30 июня 2013 г. потенциальная 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 ее 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 439 млрд руб. и 340 млрд руб. по состоянию на 30 июня 2013 г. и 31 декабря 2012 г. 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 промежуточной сокращенной 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 двумя траншами (40% и 60%), а также предоставит займ компании Corporacion Venezolana del Petroleo на сумму 1,5 млрд долл. США с максимальным годовым объемом выборки 0,3 млрд долл. США.



Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

**24. 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. Объем поставок оценивается в размере 8 млн тонн.

В июне 2013 года Компания подписала контракт с нефтетрейдинговой компанией Trafigura на поставку сырой нефти и нефтепродуктов сроком на 5 лет. В рамках исполнения данного контракта Компания планирует осуществлять экспортные поставки нефти и нефтепродуктов через российские порты в объеме до 10,11 млн тонн на условиях предоплаты. Начало поставок предусматривается в третьем квартале 2013 года.

В июне 2013 года Роснефть 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. Начало поставок предусматривается с июля 2013 года.

**25. Долгосрочная предоплата по договорам поставки нефти**

В марте 2013 г. Компания подписала соглашения по долгосрочным поставкам нефти с крупнейшими мировыми нефтетрейдинговыми компаниями Гленкор и Витол, в рамках которых предусмотрена серия сделок по ценам, сформированным на рыночной основе. По состоянию на 30 июня 2013 г. Компанией была получена предоплата в сумме 258 млрд руб. Начало поставок предусматривается с 2013 года. Зачет предоплаты предусмотрен с 2015 года.

**26. События после отчетной даты**

2 июля 2013 г. Компания приобрела дополнительно 49% в ООО «НГК «ИТЕРА», одного из крупнейших независимых производителей и продавцов природного газа в Российской Федерации. Стоимость приобретения составила 95 млрд руб. В результате данного приобретения доля Компании в капитале ООО «НГК «ИТЕРА» составит 100%. С даты приобретения дополнительной доли, Компания обрела контроль над ООО «НГК «ИТЕРА», которая будет консолидироваться в соответствии МСФО (IFRS) № 3 «Объединение бизнеса». По состоянию на дату отчетности Компания не завершила распределение цены приобретения.

## ОАО «НК «Роснефть»

### Примечания к промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (неаудированной) (продолжение)

#### 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

Е-mail:

[postman@rosneft.ru](mailto:postman@rosneft.ru)

Корпоративный сайт:

[www.rosneft.ru](http://www.rosneft.ru) (на русском языке)  
[www.rosneft.com](http://www.rosneft.com) (на английском языке)