



**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ**

**за 2011 и 2010 гг.,**

**подготовленная в соответствии с ОПБУ США**



Закрытое акционерное общество «КПМГ»  
Пресненская наб., 10  
Москва, Россия 123317

Телефон +7 (495) 937 4477  
Факс +7 (495) 937 4400/99  
Internet www.kpmg.ru

## Заключение независимых аудиторов

Совету Директоров  
ОАО «ЛУКОЙЛ»:

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2011, 2010 и 2009 гг. Ответственность за подготовку данной консолидированной финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша ответственность заключается в выражении мнения по указанной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита.

Мы проводили аудит в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. Эти стандарты требуют, чтобы мы планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает анализ системы внутреннего контроля за подготовкой финансовой отчетности в качестве основы для разработки соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Компании за подготовкой финансовой отчетности. Соответственно, мы не выражаем такое мнение. Аудит также включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности, оценку используемых принципов бухгалтерского учета и значительных расчетных оценок, сделанных руководством, а также оценку представления финансовой отчетности в целом. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для выражения нашего мнения.

По нашему мнению, указанная консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., а также результаты их деятельности и движение их денежных средств за 2011, 2010 и 2009 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

В дополнение к консолидированной финансовой отчетности на страницах с 47 по 55 представлена информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, представление которой требуется в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. Такая информация, не являясь частью консолидированной финансовой отчетности, требуется Комитетом по стандартам финансового учета, который полагает, что она является неотъемлемой частью процесса подготовки и представления консолидированной 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 консолидированной финансовой отчетности и другим сведениям, которые мы получили во время аудита консолидированной 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.

*ЗАО КПМГ*

ЗАО «КПМГ»  
Москва, Российская Федерация  
24 февраля 2012 года

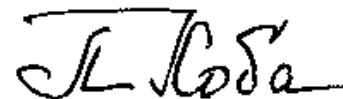
**ОАО «ЛУКОЙЛ»**  
**Консолидированные балансы**  
**По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.**  
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2011	2010
<b>Активы</b>			
<b>Оборотные активы</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 753	2 368
Краткосрочные финансовые вложения		157	168
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	5	8 921	8 219
Запасы	6	7 533	6 231
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 219	2 934
Прочие оборотные активы		946	697
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>23 529</b>	<b>20 617</b>
Финансовые вложения	7	5 952	5 637
Основные средства	8, 9	56 803	54 629
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	591	676
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	10	1 344	1 446
Прочие внеоборотные активы		2 973	1 012
<b>Итого активы</b>		<b>91 192</b>	<b>84 017</b>
<b>Обязательства и капитал</b>			
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Кредиторская задолженность		5 995	5 607
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	1 792	2 125
Обязательства по уплате налогов		2 271	2 099
Прочие краткосрочные обязательства		1 050	944
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>11 108</b>	<b>10 775</b>
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	7 300	9 069
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	2 790	2 417
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	2 120	1 788
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		408	360
<b>Итого обязательства</b>		<b>23 726</b>	<b>24 409</b>
<b>Капитал</b>	15		
<b>Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>			
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(4 081)	(3 683)
Облигации с правом обмена на акции		(980)	(980)
Добавочный капитал		4 798	4 700
Нераспределенная прибыль		67 940	59 212
Прочий накопленный совокупный убыток		(54)	(67)
<b>Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>67 638</b>	<b>59 197</b>
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях		(172)	411
<b>Итого капитал</b>		<b>67 466</b>	<b>59 608</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>91 192</b>	<b>84 017</b>

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Алекперов В.Ю.



Вице-президент – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Хоба Л.Н.



**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

**Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2011, 2010 и 2009 гг.**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2011	2010	2009
<b>Выручка</b>				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	21	133 650	104 956	81 083
<b>Затраты и прочие расходы</b>				
Операционные расходы		(9 055)	(8 298)	(7 340)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(59 694)	(43 250)	(31 761)
Транспортные расходы		(6 121)	(5 608)	(4 830)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 822)	(3 558)	(3 306)
Износ и амортизация		(4 473)	(4 154)	(3 937)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(12 918)	(8 978)	(6 474)
Акцизы и экспортные пошлины		(22 217)	(18 878)	(13 058)
Затраты на геолого-разведочные работы		(532)	(336)	(218)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(1 663)	(363)	(381)
<b>Прибыль от основной деятельности</b>		<b>13 155</b>	<b>11 533</b>	<b>9 778</b>
Расходы по процентам		(694)	(712)	(667)
Доходы по процентам и дивидендам		211	174	134
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	690	472	351
Убыток по курсовым разницам		(301)	(122)	(520)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)		58	125	(13)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>13 119</b>	<b>11 470</b>	<b>9 063</b>
Текущий налог на прибыль		(2 678)	(2 104)	(1 922)
Отложенный налог на прибыль		(615)	(247)	(72)
<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	13	<b>(3 293)</b>	<b>(2 351)</b>	<b>(1 994)</b>
<b>Чистая прибыль</b>		<b>9 826</b>	<b>9 119</b>	<b>7 069</b>
Чистый убыток (чистая прибыль), относящийся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях		531	(113)	(58)
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>10 357</b>	<b>9 006</b>	<b>7 011</b>
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):				
базовая прибыль	15	13,30	10,95	8,28
разводненная прибыль	15	13,04	10,94	8,28

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2011, 2010 и 2009 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2011		2010		2009	
	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>15</b>		<b>15</b>		<b>15</b>	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(3 683)		(282)		(282)	
Акции, выкупленные у акционеров	(398)		(3 664)		-	
Выбытие акций	-		263		-	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(4 081)</b>		<b>(3 683)</b>		<b>(282)</b>	
Облигации с правом обмена на акции						
Остаток на 1 января	(980)		-		-	
Приобретение облигаций с правом обмена на акции	-		(980)		-	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(980)</b>		<b>(980)</b>		-	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 700		4 699		4 694	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	-		1		-	
Результат программы вознаграждения	98		98		20	
Выпуск конвертируемых облигаций	-		113		-	
Изменения в неконтролируемой доле дочерних компаний	-		(141)		(15)	
Выбытие собственных акций, выкупленных у акционеров	-		(70)		-	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>4 798</b>		<b>4 700</b>		<b>4 699</b>	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	59 212		51 634		45 983	
Чистая прибыль	10 357	10 357	9 006	9 006	7 011	7 011
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 629)		(1 428)		(1 360)	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>67 940</b>		<b>59 212</b>		<b>51 634</b>	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(67)		(75)		(70)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	22	22	12	12	(4)	(4)
(Актuarный убыток) актуарная прибыль	(9)	(9)	(4)	(4)	1	1
Непризнанный убыток от ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации	-	-	-	-	(2)	(2)
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(54)</b>		<b>(67)</b>		<b>(75)</b>	
Итого совокупный доход		10 370		9 014		7 006
<b>Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря</b>	<b>67 638</b>		<b>59 197</b>		<b>55 991</b>	
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях						
Остаток на 1 января	411		388		670	
(Чистый убыток) чистая прибыль, относящийся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(531)		113		58	
Изменение в неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(52)		(90)		(340)	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(172)</b>		<b>411</b>		<b>388</b>	
<b>Итого капитал на 31 декабря</b>	<b>67 466</b>		<b>59 608</b>		<b>56 379</b>	

**ОАО «ЛУКОЙЛ»****Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2011, 2010 и 2009 гг.**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Движение акций		
	2011	2010	2009
	(тыс. штук)	(тыс. штук)	(тыс. штук)
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января	850 563	850 563	850 563
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>850 563</b>	<b>850 563</b>	<b>850 563</b>
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января	(69 208)	(3 836)	(3 836)
Акции, выкупленные у акционеров	(6 893)	(68 912)	-
Выбытие акций, выкупленных у акционеров	-	3 540	-
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(76 101)</b>	<b>(69 208)</b>	<b>(3 836)</b>

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**
**Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2011, 2010 и 2009 гг.**

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2011	2010	2009
<b>Движение денежных средств от основной деятельности</b>				
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>10 357</b>	<b>9 006</b>	<b>7 011</b>
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		4 473	4 154	3 937
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		185	316	(213)
Списание затрат по сухим скважинам		417	225	117
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		1 663	363	381
Отложенный налог на прибыль		615	247	72
Неденежная прибыль по курсовым разницам		(214)	(44)	(57)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(6)	(67)	(20)
Прочие, нетто		(447)	167	138
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность		(758)	(2 285)	(1 171)
Запасы		(1 420)	(813)	(1 719)
Кредиторская задолженность		885	1 508	96
Обязательства по уплате налогов		177	274	292
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(413)	490	19
<b>Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности</b>		<b>15 514</b>	<b>13 541</b>	<b>8 883</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>				
Приобретение лицензий		(25)	(15)	(40)
Капитальные затраты		(8 249)	(6 596)	(6 483)
Поступления от реализации основных средств		156	128	91
Приобретение финансовых вложений		(101)	(137)	(216)
Поступления от реализации финансовых вложений		79	126	478
Реализация дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета выбывших денежных средств		227	130	92
Приобретение дочерних компаний и долей в зависимых компаниях (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(2 860)	(932)	(2 473)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(10 773)</b>	<b>(7 296)</b>	<b>(8 551)</b>
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(633)	(213)	(1 281)
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		1	2 515	5 467
Погашение долгосрочных обязательств		(1 372)	(2 267)	(2 697)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 714)	(1 471)	(1 337)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(116)	(85)	(85)
Финансирование, полученное от миноритарных акционеров		3	18	20
Приобретение акций Компании		(398)	(3 664)	-
Поступления от продажи акций Компании		-	193	-
Приобретение облигаций с правом обмена на акции		-	(980)	-
Приобретение неконтролируемых долей в дочерних компаниях (включая авансы по приобретениям)		(34)	(192)	(372)
<b>Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности</b>		<b>(4 263)</b>	<b>(6 146)</b>	<b>(285)</b>
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов				
		(93)	(5)	(12)
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>385</b>	<b>94</b>	<b>35</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 368	2 274	2 239
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец года</b>	3	<b>2 753</b>	<b>2 368</b>	<b>2 274</b>
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		683	718	520
Налог на прибыль уплаченный		2 508	2 126	1 575



## **Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности**

Основными видами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» (далее – Компания) и его дочерних компаний (вместе – Группа) являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов. Компания является материнской компанией вертикально интегрированной группы предприятий.

Группа была учреждена в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 г. № 1403. Согласно этому Указу Правительство Российской Федерации 5 апреля 1993 г. передало Компании 51% голосующих акций пятнадцати компаний. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 861 в течение 1995 г. Группе были переданы акции еще девяти компаний. Начиная с 1995 г. Группа осуществила программу обмена акций в целях доведения доли собственного участия в уставном капитале каждой из этих двадцати четырех компаний до 100%.

С момента образования Группы до настоящего времени ее состав значительно расширился за счет объединения долей собственности, приобретения новых компаний, развития новых видов деятельности.

### ***Условия хозяйственной и экономической деятельности***

Данная консолидированная финансовая отчетность отражает оценку руководством Компании возможного влияния существующих условий хозяйствования в странах, в которых Группа осуществляет свои операции, на результаты ее деятельности и ее финансовое положение. Фактическое влияние будущих условий хозяйствования может отличаться от оценок, которые дало им руководство.

### ***Основа подготовки финансовой отчетности***

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США (далее – ОПБУ США).

## **Примечание 2. Основные принципы учетной политики**

### ***Принципы консолидации***

В настоящую консолидированную финансовую отчетность включены данные о финансовом положении и результатах деятельности Компании, а также ее дочерних компаний, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала и которые находятся под контролем Компании, за исключением случаев, когда миноритарные акционеры имеют права существенного участия. Группа применяет эти же принципы консолидации для предприятий с переменной долей участия, если определено, что Группа является основным выгодополучателем. Существенные вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит от 20 до 50% голосующих акций или долей капитала и на деятельность которых Компания оказывает существенное влияние, но при этом не имеет контроля над ними, учитываются по методу долевого участия. Вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала, но в которых миноритарные акционеры имеют права существенного участия, учитываются по методу долевого участия. Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу пропорциональной консолидации. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения. Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия, и вложения в прочие компании отражены в статье «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

## Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

### *Использование оценок*

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США требует от руководства Компании использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, на раскрытие условных активов и обязательств на дату подготовки финансовой отчетности, а также на суммы выручки и расходов за отчетный период. Существенные вопросы, в которых используются оценки и допущения, включают в себя балансовую стоимость нефте- и газодобывающих основных средств и прочих основных средств, обесценение деловой репутации, размер обязательств, связанных с окончанием использования активов, отложенный налог на прибыль, определение справедливой стоимости финансовых инструментов, а также размер обязательств, связанных с вознаграждением сотрудников. Фактические данные могут отличаться от указанных оценок.

### *Выручка*

Выручка признается на момент перехода к покупателю прав собственности на продукцию, когда риски и выгоды владения принимаются покупателем и цена является фиксированной или может быть определена. Выручка включает акциз на продажу нефтепродуктов и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты.

Выручка от торговых операций, осуществляемых в неденежной форме, признается по справедливой (рыночной) стоимости реализованных нефти и нефтепродуктов.

### *Пересчет иностранной валюты*

Компания ведет бухгалтерский учет в рублях Российской Федерации. Функциональной валютой Компании и валютой отчетности является доллар США.

Для большинства хозяйственных операций, осуществляемых в Российской Федерации и за ее пределами, доллар США является функциональной валютой. В странах, для которых доллар США является функциональной валютой, денежные активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были пересчитаны по историческому курсу. Данные о доходах, расходах и движении денежных средств пересчитывались 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.

Что касается некоторых хозяйственных операций, для которых доллар США не является функциональной валютой и экономика не высокоинфляционная, активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу, действовавшему на конец отчетного периода, а данные о доходах и расходах пересчитаны по среднему курсу за период. Курсовые разницы, возникшие в результате такого пересчета, отражены как отдельный элемент совокупного дохода.

Прибыли и убытки по курсовым разницам, возникшие в результате операций с иностранными валютами, во всех случаях включаются в консолидированный отчет о прибылях и убытках.

По состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. валютный курс составлял 32,20, 30,48 и 30,24 руб. за 1 долл. США соответственно.

### *Денежные средства и их эквиваленты*

Денежные средства и их эквиваленты включают все высоколиквидные финансовые вложения со сроком погашения не более трех месяцев с даты их выпуска.

## Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

### *Денежные средства, ограниченные в использовании*

Денежные средства, по которым существуют ограничения в использовании, отражены в составе прочих внеоборотных активов.

### *Дебиторская задолженность*

Дебиторская задолженность отражена по фактической стоимости за вычетом резервов по сомнительным долгам. Резерв по сомнительным долгам начисляется с учетом степени вероятности погашения дебиторской задолженности. Долгосрочная дебиторская задолженность дисконтируется до приведенной стоимости ожидаемых потоков денежных средств будущих периодов по ставке дисконтирования, определяемой на дату возникновения этой задолженности.

### *Запасы*

Стоимость готовой продукции и товаров, приобретенных для перепродажи, учитывается по стоимости первого по времени приобретения или выработки (ФИФО). Стоимость всех прочих категорий запасов определяется с использованием метода средневзвешенной стоимости.

### *Финансовые вложения*

Все долговые и долевые ценные бумаги Группы 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 Группы намерена и имеет возможность хранить до наступления срока их погашения. Все остальные ценные бумаги 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 или начисление премий или дисконтов. Нереализованные прибыли или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации (за вычетом соответствующих сумм налогов), отражаются до момента их реализации как отдельный 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 процентный доход признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Постоянное снижение рыночной стоимости ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации или хранящихся до срока погашения, до уровня ниже их первоначальной стоимости ведет к уменьшению их учетной стоимости до размера справедливой (рыночной) стоимости. Подобное снижение стоимости отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках, и по таким ценным бумагам устанавливается новая учетная стоимость. Премии и дисконты по ценным бумагам, хранящимся до наступления срока погашения, а также имеющимся в наличии для реализации, амортизируются или начисляются в течение всего срока их обращения в виде корректировки дохода по ценным бумагам с использованием метода эффективной процентной ставки. Такие амортизация и начисление отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)****Основные средства**

Для учета нефте- и газодобывающих основных средств (основных средств производственного назначения) компании Группы применяют метод «результативных затрат», согласно которому производится капитализация затрат на приобретение месторождений, бурение продуктивных разведочных скважин, всех затрат на разработку месторождений (включая затраты на бурение сухих эксплуатационных скважин и затраты оператора при разработке месторождений по соглашениям о разделе продукции и по сервисным договорам (пропорционально доле Группы)), а также затрат на приобретение вспомогательного оборудования. Стоимость разведочных скважин, бурение которых не принесло положительных результатов, списывается на расходы в момент подтверждения непродуктивности скважины. Прочие затраты на разведку, включая расходы на проведение геологических и геофизических изысканий, относятся на расходы по мере их возникновения.

Группа продолжает капитализировать расходы, связанные с разведочными скважинами и стратиграфическими скважинами разведочного типа, более одного года после окончания бурения, если скважина обнаруживает достаточный объем запасов, чтобы оправдать ее перевод в состав добывающих, и если проводятся достаточные мероприятия для оценки запасов, экономической и технической целесообразности проекта. При невыполнении этих условий или при получении информации, которая приводит к существенным сомнениям в экономической или технической целесообразности проекта, скважина признается обесцененной и ее стоимость (за минусом ликвидационной стоимости) относится на расходы.

Износ и амортизация капитализированных затрат на приобретение месторождений рассчитываются по методу единицы произведенной продукции на основе данных о доказанных запасах, а капитализированных затрат на разведку и разработку месторождений – на основе данных о доказанных разрабатываемых запасах.

Производственные и накладные расходы относятся на затраты по мере их возникновения.

Износ активов, непосредственно не связанных с добывающей деятельностью, начисляется с использованием линейного метода в течение предполагаемого срока полезного использования указанных активов, который составляет:

здания и сооружения	5 – 40	лет
машины и оборудование	5 – 20	лет

Помимо строительства и содержания активов производственного назначения, некоторые компании Группы осуществляют также строительство и содержание объектов социального назначения для нужд местного населения. Активы социального назначения капитализируются только в том случае, если в будущем предполагается получение Группой экономической выгоды от их использования. В случае их капитализации износ начисляется в течение предполагаемого срока их полезного использования.

Существенные основные средства, относящиеся к недоказанным запасам, проходят тест на обесценение пообъектно на регулярной основе, и выявленные обесценения списываются на расходы.

**Обязательства, связанные с окончанием использования активов**

Группа отражает справедливую стоимость законодательно установленных обязательств, связанных с ликвидацией, демонтажем и прочим выбытием долгосрочных материальных активов в момент возникновения обязательств. Одновременно в том же размере производится увеличение балансовой стоимости соответствующего долгосрочного актива. Впоследствии обязательства увеличиваются в связи с приближением срока их исполнения, а соответствующий актив амортизируется с использованием метода единицы произведенной продукции.

**Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)*****Деловая репутация и прочие нематериальные активы***

Деловая репутация представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью приобретенных чистых активов. Деловая репутация по приобретенному сегменту деятельности определяется на дату его приобретения. Деловая репутация не амортизируется, вместо этого проводится тест на обесценение не реже одного раза в год. Тест на обесценение проводится чаще, если возникают обстоятельства или события, которые скорее приведут, чем нет, к снижению справедливой стоимости сегмента деятельности по сравнению с его учетной стоимостью. Тест на обесценение требует определения справедливой стоимости сегмента деятельности и ее сравнения с учетной стоимостью, включая деловую репутацию по данному сегменту деятельности. Если справедливая стоимость сегмента деятельности меньше, чем его учетная стоимость, включая деловую репутацию, то признается убыток от обесценения деловой репутации и деловая репутация списывается до величины ее расчетной справедливой стоимости.

По нематериальным активам, имеющим неопределенный срок полезного использования, тест на обесценение проводится как минимум ежегодно. Нематериальные активы, имеющие ограниченный срок полезного использования, амортизируются с применением линейного метода в течение периода, наименьшего из срока их полезного использования и срока, установленного законодательно.

***Снижение стоимости долгосрочных активов***

Долгосрочные активы, такие как нефте- и газодобывающие основные средства (кроме основных средств, относящихся к недоказанным запасам), прочие основные средства, а также приобретенные нематериальные активы, по которым начисляется амортизация, оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости, когда какие-либо события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость группы активов может быть не возмещена. Возмещаемость стоимости активов, используемых компанией, оценивается путем сравнения учетной стоимости группы активов с прогнозируемой величиной будущих недисконтированных потоков денежных средств, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных потоков денежных средств, признается убыток от обесценения путем списания балансовой стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных потоков денежных средств. Активы для продажи отражаются в балансе отдельной статьей, учитываются по наименьшей из балансовой и справедливой стоимостей за минусом расходов по продаже и не амортизируются. При этом активы и обязательства, относящиеся к группе активов, предназначенной для продажи, отражаются отдельно в соответствующих разделах баланса как активы и обязательства для продажи.

***Налог на прибыль***

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов, связанных с временными разницеми между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы, возместить стоимость активов и погасить обязательства. Изменения величины активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль, обусловленные изменением налоговых ставок, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором указанные ставки были законодательно утверждены.

## Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Реализация актива по отложенному налогу на прибыль зависит от размера будущей налогооблагаемой прибыли тех отчетных периодов, в которых возникающие затраты уменьшат налогооблагаемую базу. В своей оценке руководство исходит из анализа степени вероятности реализации этого актива с учетом планируемого погашения обязательств по отложенному налогу на прибыль, прогноза относительно размера будущей налогооблагаемой прибыли и мероприятий по налоговому планированию.

Позиция по фактам неопределенности при расчете налога на прибыль признается только в случае, если эта позиция более вероятно, чем нет, пройдет тест, основанный на ее технических показателях. Признанная налоговая позиция отражается в наибольшей сумме, вероятность реализации которой выше 50%. Изменения в признании или определении величины отражаются в том отчетном периоде, в котором произошло изменение суждения. Компания отражает штрафы и пени, относящиеся к налогу на прибыль, в расходах по налогу на прибыль в консолидированных отчетах о прибылях и убытках.

### *Заемные средства*

Заемные средства от третьих лиц (за исключением конвертируемых облигаций) первоначально отражаются в размере чистых денежных поступлений. Любая разница между величиной чистых денежных поступлений и суммой, подлежащей погашению, амортизируется по фиксированной ставке на протяжении всего срока предоставления займа или кредита. Сумма начисленной амортизации отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках, балансовая стоимость заемных средств корректируется на сумму накопленной амортизации.

Группа определяет балансовую стоимость заемных средств от связанных сторон (за исключением конвертируемых облигаций), выпущенных со ставкой ниже рыночной, используя рыночную процентную ставку. Полученная разница отражается в добавочном капитале и амортизируется равными частями в течение всего срока заимствования. Сумма начисленной амортизации отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках, балансовая стоимость заемных средств корректируется по мере накопления амортизации.

Поступления от выпуска конвертируемых облигаций с опционом обмена на денежные средства Группа распределяет между обязательством и капиталом. Сумма, относимая на капитал, определяется Группой как разница между полученными поступлениями и справедливой стоимостью обязательства, которая определяется как справедливая стоимость аналогичных обязательств, не имеющих связанной части компонента капитала. Группа признает расходы по процентам в последующих периодах по ставке неконвертируемого долга.

В случае досрочного погашения задолженности любая разница между уплаченной суммой и учетной стоимостью отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том отчетном периоде, в котором это погашение произведено.

### *Пенсионное обеспечение сотрудников*

Предполагаемые затраты, связанные с обязательствами по пенсионному обеспечению, определяются независимым актуарием. Обязательства в отношении каждого сотрудника начисляются на протяжении периодов, в которых сотрудник работает в Группе.

**Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)**

Группа признает статус фондирования всех пенсионных планов с установленными выплатами в консолидированном балансе с отражением начисленных сумм в составе прочего совокупного дохода. Суммы, начисленные в составе прочего совокупного дохода, являются неотраженной чистой актуарной прибылью и неотраженной стоимостью вклада предыдущей службы. Эти суммы впоследствии признаются в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение. Суммы актуарных прибылей и убытков, возникающих в будущих периодах и не признанных в этих периодах как чистые пенсионные расходы, включаются в состав прочего совокупного дохода. Эти суммы впоследствии признаются в составе чистых пенсионных расходов, так же как и суммы, включенные в состав прочего совокупного дохода ранее.

***Собственные акции, выкупленные у акционеров***

Выкуп компаниями Группы акций Компании отражается по фактической стоимости приобретения в разделе акционерного капитала. Зарегистрированные и выпущенные акции включают собственные акции, выкупленные у акционеров. Акции, находящиеся в обращении, не включают в себя собственные акции, выкупленные у акционеров.

***Прибыль на акцию***

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, относящейся к обыкновенным акциям Компании, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение соответствующего периода. Необходимые расчеты были проведены для определения возможного разводнения прибыли на акцию в случае конвертации ценных бумаг в обыкновенные акции или исполнения контрактов на эмиссию обыкновенных акций. В случае, когда подобное разводнение существует, представляются данные о разводненной прибыли на акцию.

***Условные события и обязательства***

На дату составления настоящей консолидированной финансовой отчетности возможно существование определенных условий (обстоятельств), которые могут привести к убыткам для Группы. Возможность возникновения или невозникновения таких убытков зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие в будущем.

Если оценка компаниями Группы условных событий и обязательств указывает на то, что существует высокая вероятность возникновения существенных убытков и величина соответствующих условных обязательств может быть определена, то в консолидированном отчете о прибылях и убытках производится начисление условных обязательств. Если оценка условных событий и обязательств указывает на то, что вероятность возникновения убытков невелика или вероятность возникновения убытков высока, но при этом их величина не поддается определению, то в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности раскрывается характер условного обязательства вместе с оценкой величины возможных убытков (в той мере, в какой это поддается определению). Информация об условных убытках, которые считаются маловероятными, обычно не раскрывается, если только они не касаются гарантий, характер которых необходимо раскрыть.

***Расходы на природоохранные мероприятия***

Предполагаемые расходы, связанные с выполнением обязательств по восстановлению окружающей среды, обычно признаются не позднее срока составления технико-экономического обоснования по проведению таких работ. Группа производит начисление расходов, связанных с выполнением обязательств по восстановлению окружающей среды, в тех случаях, когда имеется высокая вероятность их возникновения и их величина поддается определению. Подобные начисления корректируются по мере поступления дополнительной информации или изменения обстоятельств. Дисконтирование предполагаемых будущих расходов на восстановление окружающей среды до уровня приведенной стоимости не производится.

**Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)*****Использование производных финансовых инструментов***

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено участием в определенных торговых сделках с нефтепродуктами, а также хеджированием ценовых рисков. В настоящее время эта деятельность включает в себя фьючерсные и своп контракты, а также контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа учитывает данные операции по справедливой (рыночной) стоимости, при этом производные финансовые инструменты переоцениваются в каждом отчетном периоде. Реализованные и нереализованные прибыли или убытки, полученные в результате этой переоценки, отражаются свернуто в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли и убытки отражаются как актив или обязательство в консолидированном балансе.

***Платежи, основанные на стоимости акций***

Группа отражает обязательства по платежам сотрудникам, основанным на стоимости акций, по справедливой стоимости на дату введения программы и на каждую отчетную дату. Расходы признаются в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций и включенные в состав капитала, оцениваются по справедливой стоимости на дату введения программы и относятся на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения.

***Сравнительные данные***

Некоторые показатели предыдущих периодов были переклассифицированы для соответствия представленным данным отчетного периода.

***Изменения в учетной политике***

В апреле 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление стандартов учета (далее – ОСУ) № 2011-02 «*Определение кредитором, является ли реструктуризация реструктуризацией проблемной задолженности*», которое дополняет раздел 310 Кодификации учетных стандартов (далее – Кодификация). Данное ОСУ представляет собой дополнительное руководство при рассмотрении ситуаций, когда реструктуризация приводит к реструктуризации проблемной задолженности и помогает кредиторам определить, в каком случае кредитор предоставляет уступку и испытывает ли дебитор финансовые затруднения. ОСУ № 2011-02 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, начавшихся после 15 июня 2011 г. Группа полностью применяет ОСУ № 2011-02 начиная с третьего квартала 2011 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-06 «*Улучшение раскрытия информации об оценке справедливой стоимости*», которое требует от компаний готовить новые раскрытия в отношении периодически повторяемых или проводимых на разовой основе оценок справедливой стоимости, в том числе в отношении существенных переводов по Категориям 1 и 2 оценки по справедливой стоимости. Необходимо также развернуто раскрывать информацию о приобретениях, продажах, выпусках и погашениях активов и обязательств, относящихся к Категории 3 оценки по справедливой стоимости. Данное ОСУ также уточняет существующий порядок раскрытия оценки справедливой стоимости в отношении уровня детализации, используемых исходных данных и методов определения стоимости. Группа полностью применяет ОСУ № 2010-06 начиная с промежуточной финансовой отчетности за первый квартал 2011 г. Применение ОСУ № 2010-06 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.



**Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)*****Новые стандарты учета***

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-12 «*Об отсрочке даты ввода в действие дополнений к способам отражения переклассификаций статей, относящихся к прочему накопленному совокупному доходу в соответствии с ОСУ № 2011-05*». Данное ОСУ дает отсрочку применению положений об изменениях, касающихся способов отражения переклассификаций прочего накопленного совокупного дохода в соответствии с ОСУ № 2011-05 «*Отражение совокупного дохода*», до тех пор, пока Комитет по стандартам финансового учета не пересмотрит данные положения. Компании должны продолжать отражать переклассификации накопленного прочего совокупного дохода в соответствии с требованиями, действовавшими до введения в действие ОСУ № 2011-05. ОСУ 2011-12 вступает в действие одновременно с ОСУ № 2011-05 и должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-12 начиная с первого квартала 2012 г. и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-11 «*Раскрытие операций по взаимозачету активов и обязательств*». Данное ОСУ требует от обществ раскрывать информацию о взаимозачетах между активами и обязательствами, а также подобные им операции таким образом, чтобы пользователи финансовой отчетности имели информацию о влиянии таких операций на финансовое положение общества. Данное положение применяется к производным финансовым инструментам, договорам продажи с обратным выкупом, договорам по обратной купле-продаже, а также к операциям по займам ценных бумаг. ОСУ № 2011-11 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 1 января 2013 г. В настоящее время Группа оценивает влияние, оказываемое ОСУ № 2011-11, и считает, что оно не окажет существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-08 «*Тест деловой репутации на обесценение*», которое позволяет компаниям использовать качественный подход при проведении теста на обесценение деловой репутации. Данное ОСУ разрешает компаниям сначала оценивать качественные факторы для определения того, сложилась ли ситуация, при которой более вероятно, чем нет, что справедливая стоимость тестируемого объекта меньше, чем его балансовая стоимость, и существует ли необходимость проведения двухступенчатого теста на обесценение деловой репутации согласно требованиям раздела 350 Кодификации. ОСУ № 2011-08 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, в которых проводятся тесты на обесценение, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-08 начиная с первого квартала 2012 г. и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-05 «*Отражение совокупного дохода*», которое дополняет раздел 220 Кодификации. Данное ОСУ усиливает значение совокупного дохода в финансовой отчетности. Согласно данному ОСУ компании будут иметь возможность раскрывать компоненты чистой прибыли и совокупного дохода в одном или двух отчетах. Данное ОСУ исключает возможность представлять совокупный доход в составе отчета об изменениях в капитале по ОПБУ США. ОСУ № 2011-05 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-05 начиная с первого квартала 2012 г.

**Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)**

В мае 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-04 «Поправки для достижения общих принципов определения справедливой стоимости и требований к раскрытию в ОПБУ США и МСФО», которое дополняет раздел 820 Кодификации. Данное ОСУ представляет собой руководство для определения справедливой стоимости и требования к раскрытию информации, проясняет намерения Комитета относительно применения текущих требований по определению справедливой стоимости. Новое ОСУ не расширяет сферу использования справедливой стоимости, а, скорее, представляет собой руководство по тому, как справедливая стоимость должна быть использована там, где ее применение уже требуется или разрешено к использованию согласно ОПБУ США. ОСУ № 2011-04 должно применяться в отношении будущих периодов для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-04 начиная с первого квартала 2012 г. и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

**Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты**

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Денежные средства в рублях	1 152	367
Денежные средства в долларах США	1 224	1 259
Денежные средства в прочих иностранных валютах	271	418
Денежные средства в связанных банках в рублях	83	320
Денежные средства в связанных банках в прочих иностранных валютах	23	4
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>2 753</b>	<b>2 368</b>

**Примечание 4. Неденежные операции**

При составлении консолидированных отчетов о движении денежных средств неденежные операции не учитывались. Ниже приводится расшифровка этих операций.

	2011	2010	2009
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	6	67	20
Неденежные приобретения	-	-	100
<b>Итого неденежные операции</b>	<b>6</b>	<b>67</b>	<b>120</b>

В приведенной ниже таблице отражена инвестиционная деятельность с учетом неденежных операций.

	2011	2010	2009
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	10 773	7 296	8 551
Неденежные приобретения	-	-	100
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	6	67	20
<b>Итого инвестиционная деятельность</b>	<b>10 779</b>	<b>7 363</b>	<b>8 671</b>

**Примечание 5. Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам**

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Дебиторская задолженность по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 179 и 182 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	7 209	6 748
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 333	1 149
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 54 и 50 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	379	322
<b>Итого дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам</b>	<b>8 921</b>	<b>8 219</b>

**Примечание 6. Запасы**

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Нефть и нефтепродукты	6 265	5 093
Материалы для добычи и бурения	321	356
Материалы для нефтепереработки	57	37
Прочие товары, сырье и материалы	890	745
<b>Итого запасы</b>	<b>7 533</b>	<b>6 231</b>

**Примечание 7. Финансовые вложения**

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	4 887	4 529
Долгосрочные кредиты, выданные зависимым компаниям и совместным предприятиям, учитываемым по методу долевого участия	1 001	990
Прочие долгосрочные финансовые вложения	64	118
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>	<b>5 952</b>	<b>5 637</b>

**Вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия**

Обобщенная финансовая информация, приведенная ниже, относится к совместным предприятиям и зависимым компаниям, учитываемым по методу долевого участия. Основными видами деятельности данных компаний являются разведка, добыча, реализация нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации, добыча и реализация нефти в Казахстане, а также переработка нефти в Европе.

	2011		2010		2009	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	32 770	4 777	24 348	3 672	5 139	2 275
Прибыль до налога на прибыль	13 832	1 005	9 187	675	1 305	478
Минус налог на прибыль	(4 241)	(315)	(2 682)	(203)	(407)	(127)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>9 591</b>	<b>690</b>	<b>6 505</b>	<b>472</b>	<b>898</b>	<b>351</b>

## Примечание 7. Финансовые вложения (продолжение)

	По состоянию на 31 декабря 2011		По состоянию на 31 декабря 2010	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	7 379	1 406	7 462	1 359
Основные средства	19 064	5 587	18 053	5 099
Прочие внеоборотные активы	1 454	462	989	350
<b>Итого активы</b>	<b>27 897</b>	<b>7 455</b>	<b>26 504</b>	<b>6 808</b>
Краткосрочные займы и кредиты	1 100	223	701	57
Прочие краткосрочные обязательства	3 703	668	2 844	551
Долгосрочные займы и кредиты	7 461	1 069	7 809	1 079
Прочие долгосрочные обязательства	1 581	608	1 805	592
<b>Чистые активы</b>	<b>14 052</b>	<b>4 887</b>	<b>13 345</b>	<b>4 529</b>

В апреле 2011 г. Компания и ОАО АНК «Башнефть» подписали договор участников о создании совместного предприятия и об условиях реализации проекта по разработке месторождений им. Р. Требса и А. Титова, расположенных в Ненецком автономном округе России. В рамках данного договора ОАО АНК «Башнефть» переоформило права недропользования по разработке месторождений в пользу ООО «Башнефть-Полюс», своего 100%-го дочернего общества. В декабре 2011 г. Компания приобрела 25,1% ООО «Башнефть-Полюс» приблизительно за 153 млн долл. США, а ООО «Башнефть-Полюс» приобрело у компании Группы 29 поисковых и разведочных скважин на данных месторождениях за 60 млн долл. США. Стороны договорились транспортировать нефть с месторождений через принадлежащую Группе транспортную сеть. Стороны также рассмотрят возможность использования прочей инфраструктуры, принадлежащей Группе.

В апреле 2011 г. Компания приобрела 11%-ю долю в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (Приоло, Италия) приблизительно за 241 млн евро (342 млн долл. США). Приобретение осуществлялось путем частичного исполнения опциона, условия которого были определены первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Данное соглашение предоставляет второму участнику – компании «ERG S.p.A.» (далее – ERG) пут-опцион по поэтапной продаже всей своей доли в данном совместном предприятии Группе. В результате доля Группы была увеличена с 49 до 60%. В соответствии с соглашением сторон ERG и Компания сохранили равные права на управление совместным предприятием. По этой причине Группа продолжает учитывать данное вложение по методу долевого участия. В январе 2012 г. Компания получила уведомление о том, что Совет директоров ERG принял решение об исполнении опциона по дальнейшей продаже Компании 20%-ой доли в совместном предприятии. Предположительно сделка будет завершена во втором квартале 2012 г. и ее сумма составит 400 млн евро (526 млн долл. США), не включая запасы. Таким образом, доля Группы будет увеличена с 60 до 80% и Группа получит контроль над совместным предприятием.

**Примечание 8. Основные средства и обязательства, связанные с окончанием использования активов**

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2011	по состоянию на 31 декабря 2010	по состоянию на 31 декабря 2011	по состоянию на 31 декабря 2010
Разведка и добыча				
Россия	54 269	51 797	34 415	32 973
За рубежом	8 138	7 114	6 376	5 624
<b>Итого</b>	<b>62 407</b>	<b>58 911</b>	<b>40 791</b>	<b>38 597</b>
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Россия	12 133	11 062	7 395	7 208
За рубежом	6 903	6 883	4 282	4 511
<b>Итого</b>	<b>19 036</b>	<b>17 945</b>	<b>11 677</b>	<b>11 719</b>
Энергетика и прочие виды деятельности				
Россия	4 890	4 589	4 026	3 970
За рубежом	406	440	309	343
<b>Итого</b>	<b>5 296</b>	<b>5 029</b>	<b>4 335</b>	<b>4 313</b>
<b>Итого основные средства</b>	<b>86 739</b>	<b>81 885</b>	<b>56 803</b>	<b>54 629</b>

Компания проводит ежегодный тест на обесценение своих активов. Тест основан на геологических моделях и программах развития, которые пересматриваются не реже одного раза в год. Справедливая стоимость тестируемых активов определяется путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков. При проведении тестов на обесценение использовались модели оценки активов по справедливой стоимости, которые относятся к Категории 3 (стоимость которых основана на допущениях участников рынка и показателях, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками).

В 2005 г. Компания и компания «КонокоФиллипс» создали совместное предприятие на базе дочернего общества Группы ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ). Целью создания совместного предприятия стала разработка нефтяных месторождений, находящихся в Тимано-Печорском регионе России (см. Примечание 17 «Консолидация предприятия с переменной долей участия»). В 2008 г. НМНГ начало промышленную добычу на Южно-Хыльчунском нефтяном месторождении – основном месторождении совместного предприятия. По состоянию на 31 декабря 2008 г. доказанные запасы нефти на данном месторождении составили приблизительно 505 млн барр. В течение 2010 г. добыча нефти начала падать по ряду непредвиденных геологических причин. По состоянию на 31 декабря 2011 г. доказанные запасы нефти составили приблизительно 142 млн барр. В 2011 г. Компания признала убытки от обесценения активов разведки и добычи НМНГ в сумме 1 175 млн долл. США.

Кроме этого, в 2011 г. Компания признала обесценение основных средств, относящихся к сегменту переработки, торговли и сбыта за рубежом, в сумме 175 млн долл. США.

В 2010 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионах России в сумме 164 млн долл. США, а также убыток от обесценения зарубежных активов торговли и сбыта нефтепродуктов в сумме 29 млн долл. США.

**Примечание 8. Основные средства и обязательства, связанные с окончанием использования активов (продолжение)**

Далее в таблице представлена справедливая стоимость основных средств, определенная на основе единовременных оценок в периодах, следующих за их первичным признанием.

	Справедливая стоимость	Категория 3 справедливой стоимости	Убыток до налога на прибыль
<b>2011</b>			
Основные средства	1 195	1 195	1 350
<b>2010</b>			
Основные средства	120	120	193

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 2 126 млн долл. США и 1 798 млн долл. США соответственно. Из них 6 млн долл. США и 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на каждую отчетную дату.

Ниже приводятся изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в течение 2011 и 2010 гг.

	2011	2010
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	1 798	1 199
Расход от начисления обязательств	158	124
Новые обязательства	172	190
Изменения в оценке существующих обязательств	173	314
Расходы по существующим обязательствам	(5)	(6)
Выбытие активов	(5)	(4)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(165)	(19)
<b>Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря</b>	<b>2 126</b>	<b>1 798</b>

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2011 и 2010 гг., относятся к Категории 3 (стоимость которых основана на допущениях участников рынка и показателях, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками) оценки по справедливой стоимости.

**Примечание 9. Скважины, находящиеся в консервации**

Чистое изменение капитализированной стоимости разведочных скважин, находящихся в консервации, в 2011, 2010 и 2009 гг. составило:

	2011	2010	2009
Остаток на 1 января	405	406	337
Поступления в связи с ожиданием признания доказанных запасов	97	156	124
Списано на расходы	-	(94)	(36)
Перенос в связи с признанием доказанных запасов	(33)	(63)	(19)
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>469</b>	<b>405</b>	<b>406</b>

**Примечание 9. Скважины, находящиеся в консервации (продолжение)**

Сроки нахождения на балансе капитализированных разведочных скважин, находящихся в консервации:

	По состоянию на 31 декабря		
	2011	2010	2009
<b>Стоимость разведочных скважин, капитализированных на балансе:</b>			
в течение одного года и менее	78	148	124
в течение двух лет	144	72	122
в течение трех лет	72	89	86
в течение четырех лет	82	82	58
в течение пяти и более лет	93	14	16
в течение более чем одного года	391	257	282
<b>Итого стоимость капитализированных разведочных скважин</b>	<b>469</b>	<b>405</b>	<b>406</b>
Количество проектов, в которых имеются разведочные скважины, капитализированные более одного года	14	11	15

Сроки нахождения на балансе разведочных скважин, капитализированных более одного года с момента окончания бурения, по состоянию на 31 декабря 2011 г.:

Название проекта (месторождения)	Регион	По состоянию на 31 декабря 2011	Годы, в течение
			которых были пробурены скважины
Блок А	Саудовская Аравия	255	2007-2010
Кейп-Три-Пойнтс-Дипуотер	Гана	92	2010
Арал	Узбекистан	5	2010
Винниковское	Европейская часть России	7	2008-2010
Центрально-Астраханское	Европейская часть России	6	2008-2009
Габьшевское	Европейская часть России	5	2008-2009
8 проектов менее чем 4 млн долл. США каждый	Европейская часть России	21	2004-2010
<b>Итого 14 проектов</b>		<b>391</b>	

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 255 млн долл. США, которые относятся к двум месторождениям блока А в Саудовской Аравии, представляют собой четыре скважины, пробуренные в 2007 – 2010 гг. Скважины были законсервированы до принятия окончательного решения о перспективности и экономической эффективности проекта. В 2011 г. для получения необходимой технологии разработки и добычи газа из трудноизвлекаемых коллекторов Группа заключила контракт с международной инженерно-исследовательской компанией с целью поиска технического решения, которое позволит достичь максимальной производительности скважин для коммерциализации найденных запасов. Работы по контракту были выполнены в 2011 г. По результатам этой работы Группа представит на рассмотрение и утверждение правительством Саудовской Аравии предложения по дальнейшей оценке месторождений и мероприятиях по реализации проекта. Решение по дальнейшей работе по проекту ожидается принять в течение 2012 г.

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 92 млн долл. США, которые относятся к блоку «Кейп-Три-Пойнтс-Дипуотер» в республике Гана, представляют собой затраты на бурение одной разведочной скважины. В 2011 г. дополнительно была пробурена оценочная скважина, которая оказалась неуспешной и была списана. Группа продолжает работы по оценке перспективности проекта. Вторая оценочная скважина будет пробурена в 2012 г.

По остальным проектам Компания также определяет план будущей разработки.

**Примечание 10. Деловая репутация и прочие нематериальные активы**

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	389	391
Лицензии и прочие нематериальные активы	343	409
Деловая репутация	612	646
<b>Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы</b>	<b>1 344</b>	<b>1 446</b>

В 2011 г. Компания признала убыток от обесценения деловой репутации, относящийся к сегменту переработки, торговли и сбыта.

**Примечание 11. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности**

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	118	728
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	30	66
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 644	1 331
<b>Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности</b>	<b>1 792</b>	<b>2 125</b>

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 56 млн долл. США и 609 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 17 млн долл. США и 29 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 45 млн долл. США и 90 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составляла 4,93% и 1,87% годовых соответственно.

**Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам**

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 1 120 и 2 071 млн долл. США на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	2 652	3 764
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	897	896
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 412	1 388
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	500
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	596	595
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,125% и сроком погашения в 2020 г.	998	998
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	500
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	-	262
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	776	820
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	311	328
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	186	197
Долгосрочные обязательства по аренде	116	152
Общая сумма долгосрочной задолженности	8 944	10 400
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 644)	(1 331)
<b>Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам</b>	<b>7 300</b>	<b>9 069</b>



**Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)***Долгосрочные кредиты и займы*

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 834 млн долл. США и 1 707 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 284 млн долл. США и 369 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы 1 514 млн долл. США и 1 667 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 20 млн долл. США и 21 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2012 до 2038 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составляла 5,39% и 4,50% годовых соответственно. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 10% от суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций обеспечено экспортными поставками и основными средствами.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с задолженностью в сумме 315 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2013 г. Кредит был организован банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио-Мицубуши ЮФЖ», «ИНГ Банк», «Мизухо Корпорейт Банк» и «ВестЛБ». Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (три месяца) плюс 0,85% до ЛИБОР (три месяца) плюс 0,95% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, полученный от Европейского банка реконструкции и развития, с задолженностью в сумме 173 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2017 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,45% до ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,65% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис» и поддержанный гарантией Корпорации США по частным инвестициям за рубежом, с задолженностью в сумме 136 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 102 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2019 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,125% годовых.

Компании Группы имеют кредитные соглашения с бывшей связанной стороной Группы – компанией «КонокоФиллипс» с задолженностью в сумме 1 508 млн долл. США, подлежащей уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 335 млн долл. США, выданных НМНГ компанией «КонокоФиллипс» (см. Примечание 17 «Консолидация предприятия с переменной долей участия»). По данным соглашениям ставки процентов фиксированы и составляют от 6,8 до 8,0% годовых. Данное финансирование используется для разработки нефтяных месторождений и развития сбытовой инфраструктуры в Тимано-Печорском регионе России.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2011 г. составила 78 млн долл. США с датами погашения от 2012 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 4,17% годовых.

**Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)**

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2011 г. составила 340 млн долл. США с датами погашения от 2012 до 2018 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 1,78% годовых.

***Конвертируемые облигации в долларах США***

В декабре 2010 г. компания Группы выпустила необеспеченные конвертируемые облигации стоимостью 1,5 млрд долл. США с купонной доходностью 2,625% годовых и погашением в июне 2015 г. Облигации были размещены по номинальной стоимости. Облигации конвертируются в АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании), курс обмена составляет 73,3912 долл. США за АДР. Держатели облигаций имеют право конвертировать облигации в АДР Компании в период с 40-го дня после даты выпуска и до 6-го торгового дня перед датой погашения. Эмитент имеет право погасить облигации после 31 декабря 2013 г.

***Неконвертируемые облигации в долларах США***

В ноябре 2010 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1 млрд долл. США с купонной доходностью 6,125% годовых и погашением в 2020 г. Первый транш общей стоимостью 800 млн долл. США был размещен по цене 99,081% от номинальной стоимости облигаций с итоговой доходностью 6,250%. Второй транш общей стоимостью 200 млн долл. США был размещен по цене 102,44% от номинальной стоимости с итоговой доходностью 5,80%. Оба транша имеют полугодовой купон.

В ноябре 2009 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1,5 млрд долл. США. Первый транш общей стоимостью 900 млн долл. США с купонной доходностью 6,375% годовых был размещен со сроком погашения 5 лет по цене 99,474% от номинальной стоимости облигаций с итоговой доходностью 6,500%. Второй транш общей стоимостью 600 млн долл. США с купонной доходностью 7,250% годовых был размещен со сроком погашения 10 лет по цене 99,127% от номинальной стоимости облигаций с итоговой доходностью 7,375%. Оба транша имеют полугодовой купон.

В июне 2007 г. компания Группы выпустила неконвертируемые облигации общей стоимостью 1 млрд долл. США. Облигации общей стоимостью 500 млн долл. США были размещены на срок 10 лет с купонной доходностью 6,356% годовых. Остальные облигации были размещены на срок 15 лет с купонной доходностью 6,656% годовых. Все облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон.

***Рублевые облигации***

В декабре 2009 г. Компания выпустила 10 млн штук биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Они были размещены по номинальной стоимости на срок 1 092 дня. Облигации имеют 182-дневный купон и купонную доходность 9,20% годовых.

В августе 2009 г. Компания выпустила 25 млн штук биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Они были размещены по номинальной стоимости на срок 1 092 дня. Облигации имеют 182-дневный купон и купонную доходность 13,35% годовых.

В декабре 2006 г. Компания выпустила 14 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Восемь миллионов облигаций было размещено со сроком обращения 5 лет и ставкой купона 7,10% годовых, шесть миллионов – со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. Облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон. В декабре 2011 г. Компания погасила все выпущенные облигации со сроком обращения 5 лет в соответствии с условиями их выпуска.

## Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)

### *Период погашения долгосрочных кредитов*

Суммы долгосрочных долговых обязательств, подлежащие погашению в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 644 млн долл. США в 2012 г., 512 млн долл. США в 2013 г., 1 092 млн долл. США в 2014 г., 1 551 млн долл. США в 2015 г., 95 млн долл. США в 2016 г. и 4 050 млн долл. США в последующие годы.

## Примечание 13. Налоги

Деятельность Группы подлежит налогообложению в различных юрисдикциях как в Российской Федерации, так и за ее пределами. Группа уплачивает целый ряд налогов, установленных в соответствии с требованиями каждой юрисдикции.

Общая сумма налоговых расходов Группы представлена в консолидированном отчете о прибылях и убытках как «Расходы по налогу на прибыль» по налогу на прибыль, как «Акцизы и экспортные пошлины» по акцизам, экспортным пошлинам и налогам на реализацию нефтепродуктов и как «Налоги (кроме налога на прибыль)» по прочим налогам. По каждой категории итоговая сумма налога включает суммы налогов, взимаемых по различным ставкам в разных юрисдикциях.

Начиная с 1 января 2009 г. деятельность Группы в Российской Федерации облагается налогом на прибыль, включающим федеральную ставку в размере 2,0% и региональную ставку, которая варьируется от 13,5 до 18,0% по усмотрению региональных органов власти. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным юрисдикциями, в которых они были совершены.

По состоянию на 1 января 2011 и 2010 гг., а также в течение 2011, 2010 и 2009 гг. у Группы не было непризнанных налоговых выгод. Как следствие, Группа не начисляла пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами. В соответствии с учетной политикой Группа включает пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами, в состав расхода по налогу на прибыль. Помимо этого, Группа не ожидает существенного изменения непризнанных налоговых выгод в течение ближайших 12 месяцев.

Компания и ее дочерние компании, осуществляющие свою деятельность в России, предоставляют отдельные налоговые декларации по каждому юридическому лицу. С некоторыми исключениями в России налоговые органы имеют право проверять налоговые декларации за налоговые периоды начиная с 2009 г.

Вплоть до 1 января 2012 г. в налоговом законодательстве Российской Федерации не было положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем ее уменьшения за счет убытков другой компании Группы. Убытки для целей налогообложения могут быть полностью или частично зачтены индивидуальным налогоплательщиком в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка.

С 1 января 2012 г. при соблюдении определенных условий налогоплательщикам предоставлена возможность уплачивать налог на прибыль по консолидированной группе налогоплательщиков (далее – КГН). Это позволяет использовать убытки, понесенные отдельными участниками КГН, против прибыли других участников КГН. В течение 2012 г. некоторые компании Группы планируют выполнить требования законодательства и уплачивать налог на прибыль как КГН.

Убытки, полученные налогоплательщиком до вступления в КГН, не могут быть зачтены против налогооблагаемой прибыли других участников КГН. Однако при выходе налогоплательщика из КГН такие убытки могут быть снова использованы для зачета. Период, в течение которого налогоплательщик имеет право на зачет таких убытков, увеличивается на количество лет, в течение которых налогоплательщик был участником КГН без возможности принятия к зачету таких убытков.

**Примечание 13. Налоги (продолжение)**

Ниже приводятся составляющие прибыли до налога на прибыль от деятельности Группы в России и за рубежом.

	2011	2010	2009
В России	12 561	10 569	9 013
За рубежом	558	901	50
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>	<b>13 119</b>	<b>11 470</b>	<b>9 063</b>

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2011	2010	2009
Текущий налог на прибыль			
В России	2 159	1 693	1 677
За рубежом	519	411	245
Итого текущий налог на прибыль	2 678	2 104	1 922
Отложенный налог на прибыль			
В России	581	299	98
За рубежом	34	(52)	(26)
Итого расход по отложенному налогу на прибыль	615	247	72
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>3 293</b>	<b>2 351</b>	<b>1 994</b>

Ниже приводится сопоставление величины расходов по налогу на прибыль, рассчитанной с применением суммарной ставки налога на прибыль по российскому законодательству, применяемой к Компании и равной 20%, с величиной фактических расходов по налогу на прибыль.

	2011	2010	2009
Прибыль до налогообложения	13 119	11 470	9 063
Условная сумма налога по установленной в России ставке	2 624	2 294	1 813
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	693	266	252
влияния различия налоговых ставок за рубежом	169	(4)	68
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(328)	(226)	(251)
изменения величины оценочного резерва	135	21	112
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>3 293</b>	<b>2 351</b>	<b>1 994</b>

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2011	2010	2009
Налог на добычу полезных ископаемых	11 594	7 864	5 452
Социальные налоги и отчисления	587	429	399
Налог на имущество	573	518	470
Прочие налоги и отчисления	164	167	153
<b>Итого налоги (кроме налога на прибыль)</b>	<b>12 918</b>	<b>8 978</b>	<b>6 474</b>

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Прочие оборотные активы	127	77
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	591	676
Прочие краткосрочные обязательства	(216)	(85)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 790)	(2 417)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(2 288)</b>	<b>(1 749)</b>

**Примечание 13. Налоги (продолжение)**

Далее в таблице представлено влияние временных разниц, в результате которых возникли активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль.

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Дебиторская задолженность	5	42
Долгосрочные обязательства	398	387
Запасы	13	1
Основные средства	207	263
Кредиторская задолженность	5	14
Перенос убытков прошлых периодов	646	527
Прочие	229	161
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 503	1 395
Минус оценочный резерв	(553)	(418)
<b>Активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>950</b>	<b>977</b>
Основные средства	(2 870)	(2 513)
Кредиторская задолженность	(39)	(2)
Дебиторская задолженность	(91)	(30)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(38)	(61)
Запасы	(63)	(57)
Финансовые вложения	(33)	(15)
Прочие	(104)	(48)
<b>Обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(3 238)</b>	<b>(2 726)</b>
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(2 288)</b>	<b>(1 749)</b>

В результате приобретения новых компаний в течение 2011 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 34 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 17 398 млн долл. США, по которой не создавался резерв по отложенному налогу на прибыль, поскольку распределение прибыли отложено на неопределенный период из-за реинвестирования. Поэтому суммы нераспределенной прибыли рассматриваются как постоянные инвестиции. Не представляется возможным определить суммы дополнительных налогов, которые могут быть уплачены по данным нераспределенным доходам.

В соответствии с разделом 830 «Учет курсовых разниц» Кодификации и разделом 740 «Учет налога на прибыль» Кодификации не признаются активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к курсовым разницам, возникшим в результате пересчета операций и активов и обязательств из рублей в доллары США с использованием исторического курса. В соответствии с разделом 740 Кодификации не признаются также активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к соответствующей переоценке основных средств в российском учете.

На основании данных прошлых периодов и прогнозов относительно размера налогооблагаемой прибыли будущих периодов, в течение которых могут быть реализованы активы по отложенному налогу на прибыль, руководство считает более вероятным, чем нет, получение компаниями Группы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

**Примечание 13. Налоги (продолжение)**

По состоянию на 31 декабря 2011 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 189 млн долл. США, из которых 24 млн долл. США должны быть использованы в 2012 г., 124 млн долл. США – до 2013 г., 2 млн долл. США – до 2014 г., 3 млн долл. США – до 2015 г., 250 млн долл. США – до 2016 г., 22 млн долл. США – до 2017 г., 80 млн долл. США – до 2018 г., 3 млн долл. США – до 2019 г., 3 млн долл. США – до 2020 г., 682 млн долл. США – до 2021 г., 882 млн долл. США – до 2035 г. и 114 млн долл. США не ограничены сроком использования.

**Примечание 14. Пенсионное обеспечение**

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого является пенсионный план с установленными выплатами и действие которого распространяется на большую часть персонала Группы. Данный план, управляемый некоммерческой организацией «Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (далее – НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»), предусматривает предоставление пенсионного обеспечения на основе выслуги лет и размера заработной платы, получаемой в последние годы работы. Компания обеспечивает и ряд долгосрочных социальных льгот, в том числе выплаты в случае смерти на службе, единовременные выплаты при выходе на пенсию и прочие единовременные выплаты своим пенсионерам по старости и инвалидам, которые не заработали права на негосударственную пенсию согласно пенсионному плану.

Основой пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволяет работникам вносить в пенсионный фонд часть заработной платы и при выходе на пенсию получить от Компании единовременный платеж, равный накопленным взносам работника (до 2% от годовой заработной платы в течение периода до 1 октября 2010 г. и до 4% от годовой заработной платы в последующие периоды). У работников при выходе на пенсию будет также право на получение пенсии из средств, аккумулированных в период действия предыдущего пенсионного плана, который был заменен в декабре 2003 г. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Сумма была определена с помощью формулы, рассчитанной исходя из сроков предыдущей службы и соответствующей заработной платы по состоянию на 31 декабря 2003 г.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использует 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2011	2010
<b>Пенсионные обязательства</b>		
Пенсионные обязательства на 1 января	296	291
Влияние курсовых разниц	(14)	(2)
Стоимость вклада текущего года службы	15	16
Процентные расходы	22	23
Изменения пенсионного плана	(4)	6
Актуарный убыток	-	2
Приобретения	-	3
Выплаченные пенсии	(52)	(40)
Прибыль от секвестра	(3)	(3)
<b>Пенсионные обязательства на 31 декабря</b>	<b>260</b>	<b>296</b>

**Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>Активы пенсионного плана</b>		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	112	108
Влияние курсовых разниц	(6)	(1)
Рентабельность активов пенсионного плана	2	6
Взносы компаний Группы	49	39
Выплаченные пенсии	(52)	(40)
<b>Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря</b>	<b>105</b>	<b>112</b>
Статус фондирования	(155)	(184)
<b>Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.</b>		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(128)	(144)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(27)	(40)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ставка дисконтирования	7,80%	7,80%
Ставка роста заработной платы	7,30%	7,70%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2011 и 2010 гг.

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ставка дисконтирования	7,80%	8,70%
Ставка роста заработной платы	7,70%	8,10%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	8,95%	10,07%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	61	84
Неотраженная актуарная прибыль	4	(6)
<b>Итого затраты</b>	<b>65</b>	<b>78</b>

Суммы, включенные в прочий совокупный убыток в течение 2011 и 2010 гг.

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Дополнительный убыток за период	9	4
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	(4)	6
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(18)	(18)
<b>Чистая сумма, признанная за период</b>	<b>(13)</b>	<b>(8)</b>

Фактический доход по облигациям и другим ценным бумагам определен на основе обзора состояния международных рынков капитала за длительные периоды времени. В расчете предполагаемого дохода не используются данные по уровню доходности, достигнутому НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в прошлом.

**Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)**

НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в дополнение к активам пенсионного плана владеет активами в виде страхового резерва. Целью страхового резерва является покрытие пенсионных обязательств в том случае, если активов пенсионного плана будет недостаточно для погашения данных обязательств. Размер пенсионных взносов Группы определяется без учета активов страхового резерва.

Финансирование планов осуществляется по усмотрению компаний через солидарные счета, находящиеся в доверительном управлении НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не распределяет отдельно идентифицируемые активы между Группой и своими прочими сторонними клиентами. Все финансируемые средства пенсионного плана и индивидуальных пенсионных счетов управляются как общий инвестиционный фонд.

Структура активов инвестиционного портфеля, которым управляет НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в интересах Группы и других клиентов, приведена ниже.

Виды активов	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Еврооблигации	4%	-
Российские корпоративные облигации	28%	37%
Российские муниципальные облигации	-	2%
Депозиты в банках	44%	41%
Акции российских эмитентов	6%	5%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	2%	1%
Акции в инвестиционных фондах	13%	13%
Прочие активы	3%	1%
	100%	100%

Инвестиционная стратегия НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» предусматривает достижение максимальной инвестиционной доходности при условии гарантирования основной суммы инвестирования. Стратегия заключается в инвестировании на среднесрочную перспективу при поддержании необходимого уровня ликвидности путем рационального размещения активов. Инвестиционная политика включает в себя правила и ограничения, позволяющие избегать концентрации инвестиций.

Инвестиционный портфель в основном состоит из депозитов в банках, ценных бумаг с фиксированной доходностью и акций. Ценные бумаги с фиксированной доходностью в основном включают в себя высокодоходные корпоративные облигации с низкой и средней степенью риска. Сроки их погашения варьируются от одного года до трех лет.

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

	2011	2010	2009
Пенсии, заработанные в течение года	15	16	17
Процентные расходы	22	23	23
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(10)	(11)	(10)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	17	18	2
Прибыль от секвестра	(2)	(3)	(11)
<b>Итого расходы за период</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>21</b>

Общий взнос работодателя в 2012 г. ожидается в размере 38 млн долл. США. Сумма 13 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2012 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.



**Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)**

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы, связанные с пенсионными и другими социальным выплатам долгосрочного характера.

	2012	2013	2014	2015	2016	За годы 2012 – 2016	За годы 2017 – 2021
Пенсионные выплаты	56	13	14	15	13	111	53
Прочие долгосрочные выплаты работникам	26	14	14	14	14	82	62
<b>Итого предполагаемые выплаты</b>	<b>82</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>27</b>	<b>193</b>	<b>115</b>

**Примечание 15. Акционерный капитал****Обыкновенные акции**

	По состоянию на 31 декабря 2011 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2010 (тыс. штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(76 101)	(69 208)
<b>Акции в обращении</b>	<b>774 462</b>	<b>781 355</b>

**Дивиденды и ограничение по дивидендам**

Прибыль за отчетный период, подлежащая распределению среди держателей обыкновенных акций, определяется на основе данных финансовой отчетности Компании, подготовленной согласно законодательству Российской Федерации в рублях. В соответствии с требованиями российского законодательства сумма дивидендов ограничивается размером чистой прибыли Компании за отчетный период, определенной на основании российской неконсолидированной финансовой отчетности. Тем не менее, нормативно-правовая база, определяющая права акционеров на получение дивидендов, допускает различное толкование этого вопроса.

Согласно данным российской неконсолидированной годовой бухгалтерской отчетности за 2010, 2009 и 2008 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 139 853 млн руб., 45 148 млн руб. и 66 926 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составило 4 589 млн долл. США, 1 493 млн долл. США и 2 278 млн долл. США соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 23 июня 2011 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2010 г. в размере 59 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 2,11 долл. США. Задолженность по дивидендам в сумме 10 млн долл. США и 13 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 24 июня 2010 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2009 г. в размере 52,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,68 долл. США.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 25 июня 2009 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2008 г. в размере 50,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,61 долл. США.

**Примечание 15. Акционерный капитал (продолжение)****Прибыль на одну акцию**

Разводненная прибыль на одну акцию за отчетные годы рассчитана следующим образом:

	2011	2010	2009
Чистая прибыль	10 357	9 006	7 011
Плюс проценты по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 2,625% годовых и сроком погашения в 2015 г. (за вычетом налога по действующей ставке)	63	3	-
Итого разводненная чистая прибыль	10 420	9 009	7 011
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	778 964	822 359	846 645
Плюс собственные акции для целей конвертации облигаций (тыс. штук)	20 383	892	-
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разведения (тыс. штук)	799 347	823 251	846 645
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	13,30	10,95	8,28
разводненная прибыль	13,04	10,94	8,28

**Примечание 16. Финансовые инструменты****Справедливая стоимость финансовых инструментов**

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской задолженности, долгосрочной дебиторской задолженности, а также ликвидных ценных бумаг приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в консолидированной финансовой отчетности. Справедливая стоимость долгосрочной дебиторской задолженности была определена путем дисконтирования с применением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций.

Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составила 8 666 млн долл. США и 10 225 млн долл. США соответственно. Расчет был произведен путем дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств и включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, в том числе их текущую часть и расходы по процентам. Под рыночной процентной ставкой понимается ставка привлечения долгосрочных заимствований компаниями с аналогичным кредитным рейтингом на аналогичные сроки, с аналогичным графиком погашения и аналогичными прочими основными условиями. В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2011 г., отсутствовали существенные операции и события, которые могли бы повлиять на нефинансовые активы и обязательства, определяемые по справедливой стоимости на нерегулярной основе.

**Производные финансовые инструменты**

Группа использует финансовые и товарные производные контракты для управления рисками, связанными с колебаниями обменных курсов иностранных валют, цен на товары, или для использования рыночных возможностей. Поскольку в настоящее время Группа не применяет метод учета операций хеджирования в соответствии с разделом 815 «Производные финансовые инструменты и операции хеджирования» Кодификации, все прибыли и убытки от операций с производными финансовыми инструментами, как реализованные, так и нереализованные, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

**Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)**

Раздел 815 Кодификации требует, чтобы договоры купли-продажи товаров, легко конвертируемых в денежные средства (таких как нефть, газ и бензин), отражались в бухгалтерском балансе как производные инструменты. Исключение составляют контракты по товарам, которые Группа планирует использовать или продать в течение разумного периода времени в ходе ведения обычной хозяйственной деятельности (т.е. контракты, применяемые для купли и продажи в рамках обычной деятельности). Для учета определенных долгосрочных контрактов по продаже нефтепродуктов Группа использует исключение и учитывает их как обычные сделки по приобретению или продаже. Указанное выше исключение используется для учета контрактов, применяемых для купли и продажи в рамках обычной деятельности, при отражении подходящих договоров физической купли-продажи нефти и нефтепродуктов. И тем не менее, Группа может отказаться от использования этого исключения (например, когда другой производный инструмент используется для управления рисками, связанными с договором на покупку или продажу, но метод учета операций хеджирования не используется. В этом случае оба договора – на покупку или продажу и договор производного инструмента – будут отражены в балансе по справедливой стоимости).

Структура активов и обязательств производных финансовых инструментов Группы, учитываемых по справедливой стоимости на регулярной основе, представлена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2011				По состоянию на 31 декабря 2010			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
Активы								
Товарные производные финансовые инструменты	-	575	-	575	-	226	-	226
<b>Итого активы</b>	-	<b>575</b>	-	<b>575</b>	-	<b>226</b>	-	<b>226</b>
Обязательства								
Товарные производные финансовые инструменты	-	(599)	-	(599)	-	(264)	-	(264)
<b>Итого обязательства</b>	-	<b>(599)</b>	-	<b>(599)</b>	-	<b>(264)</b>	-	<b>(264)</b>
<b>Чистые обязательства</b>	-	<b>(24)</b>	-	<b>(24)</b>	-	<b>(38)</b>	-	<b>(38)</b>

Указанная выше стоимость основана на анализе каждого контракта, являющегося минимальной единицей учета согласно требованиям раздела 820 «*Определение справедливой стоимости и раскрытия*» Кодификации. Таким образом, активы и обязательства по производным финансовым инструментам по одному контрагенту не сальдируются даже при наличии прав производить взаимозачет. Прибыли и убытки по договорам одного уровня могут быть зачтены против прибылей или убытков по договорам другого уровня или против изменений в сумме договоров физических поставок или данных, которые не отражены в таблице, указанной выше.

**Контракты по товарным производным финансовым инструментам**

Группа осуществляет операции на мировом рынке нефти, нефтепродуктов, природного и сжиженного газа и подвергается воздействию колебаний цен на эти товары. Данные колебания могут повлиять на доходы Группы, а также на ее операционную, инвестиционную и финансовую деятельность. В целом, политика Группы – оставаться подверженной изменению цен на товары. Однако Группа использует фьючерсы, форварды, свопы и опционы на различных рынках для поддержания баланса в системе физических поставок, чтобы отвечать запросам покупателей, управлять изменением цен при совершении определенных операций и осуществлять ограниченную, несущественную по объемам торговлю, напрямую не связанную с основной деятельностью Группы. Эта деятельность может иметь своим результатом сделки, цена которых отличается от средних рыночных цен.

**Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)**

Справедливая стоимость активов и обязательств по товарным производным финансовым инструментам по состоянию на 31 декабря 2011 г. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2011
<b>Активы</b>	
Дебиторская задолженность	575
<b>Обязательства</b>	
Кредиторская задолженность	(599)

Метод учета операций хеджирования не применялся для показателей, указанных в данной таблице.

В соответствии с требованиями раздела 815 Кодификации суммы, показанные в предыдущей таблице, указаны развернуто (т.е. без взаимозачета активов и обязательств по одному и тому же контрагенту, несмотря на то, что право произвести зачет и намерения сторон существуют). Что касается активов и обязательств по производным финансовым инструментам, которые являются результатом соответствующих товарных контрактов, то был произведен зачет в консолидированном балансе и отражены дебиторская задолженность в сумме 39 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 63 млн долл. США.

Финансовые результаты от товарных производных финансовых инструментов были включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках в состав строки «Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки». В 2011 г. реализованные убытки составили 667 млн долл. США и нереализованная прибыль – 10 млн долл. США, в 2010 г. реализованные убытки составили 235 млн долл. США и нереализованная прибыль – 3 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. сальдо по незакрытым товарным производным финансовым инструментам, основной целью которых был контроль за изменением цен по основным операциям, было несущественным.

***Производные финансовые инструменты по валютным операциям***

Группа несет риск, связанный с курсами обмена валют, в результате осуществления международных операций. Группа не в полном объеме хеджирует риски, связанные с изменением курса обмена валют. Однако Группа выборочно хеджирует такие риски, если они связаны с ее обязательствами по инвестиционным проектам, налоговым платежам в местной валюте или по выплате дивидендов.

Справедливая стоимость активов и обязательств по производным финансовым инструментам, связанным с валютными операциями, по состоянию на 31 декабря 2011 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о прибылях и убытках в течение 2011 г. было несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2011 г. также было несущественным.

***Кредитный риск***

Финансовые инструменты, используемые Группой и потенциально подверженные концентрациям кредитных рисков, состоят в основном из эквивалентов денежных средств, внебиржевых производных контрактов и торговой задолженности. Денежные эквиваленты помещены в высококачественные коммерческие бумаги, инвестиционные фонды денежного рынка и срочные депозиты в ведущих международных банках и финансовых организациях.

**Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)**

Кредитный риск внебиржевых производных контрактов Группы, таких как форварды и свопы, исходит от контрагентов по сделке, как правило, от ведущего международного банка или ведущей финансовой организации. Риск отдельного контрагента управляется в рамках predetermined кредитных лимитов и включает использование требований обратной продажи (кэш-колл), когда это применимо, что снижает риск существенного невыполнения контракта. Группа использует также фьючерсы, которые, однако, имеют несущественный кредитный риск, поскольку торгуются на Нью-Йоркской товарной бирже или бирже «Интерконтинентал эксчендж» (ICE Futures).

Некоторые производные финансовые инструменты Группы содержат условия, требующие отражать обеспечение, в случае если риск по производному инструменту превысит пороговое значение. Группа имеет контракты с фиксированными пороговыми значениями и другие контракты с изменяемыми пороговыми значениями, которые зависят от кредитного рейтинга Группы. Изменяемые пороговые значения, как правило, снижаются для более низких кредитных рейтингов, в то время как и изменяемые, и фиксированные пороговые значения, как правило, возвращаются к нулевому значению, если Группа опускается ниже инвестиционного рейтинга. Денежные средства являются основным обеспечением по всем контрактам; однако многие контракты позволяют Группе отражать аккредитивы как обеспечение.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. у Группы отсутствовали производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 35 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2011 г. кредитный рейтинг Группы снизился на один уровень с текущего «ВВВ-» (Стэндард энд Пурс) и стал бы ниже инвестиционного рейтинга, Группа была бы вынуждена отразить дополнительное обеспечение на 5 млн долл. США перед контрагентами за внебиржевые производные контракты посредством денежных средств или аккредитивов. Максимальное обеспечение, основанное на максимальном понижении рейтинга, составило бы 14 млн долл. США.

**Примечание 17. Консолидация предприятия с переменной долей участия**

Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют совместное предприятие НМНГ, которое осуществляет разработку нефтяных месторождений Тимано-Печорского региона России. Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют равные права на управление деятельностью совместного предприятия, а их эффективные доли владения составляют 70% и 30% соответственно.

Первоначально Группа определила, что НМНГ является предприятием с переменной долей участия, поскольку голосующие права Группы не соответствуют ее доле владения и вся деятельность НМНГ осуществляется в интересах Группы и компании «КонокоФиллипс», в прошлом связанной стороны Группы. В соответствии с требованиями раздела 810 «Консолидация» Кодификации Группа проводит анализ, связанный с качественной оценкой, чтобы определить основного выгодополучателя в данном предприятии с переменной долей участия. В результате Группа вновь подтвердила, что она является основным выгодополучателем, и консолидировала НМНГ.

Активы НМНГ составляли приблизительно 3,3 млрд долл. США и 5,5 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

**Примечание 18. Условные события и обязательства*****Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы***

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить определенные обязательства – работы по разведке залежей нефти и газа, бурению скважин, обустройству месторождений и т.п., а также достичь определенного уровня добычи на месторождениях. Руководство считает, что утвержденные Группой годовые бюджеты по капитальному строительству полностью охватывают все требования описанных лицензионных обязательств.

**Примечание 18. Условные события и обязательства (продолжение)**

Группа имеет обязательства, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции, в размере 406 млн долл. США в течение последующих 26 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия» на 2010 – 2012 гг., по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2012 г. оценивается Группой в сумме около 1 521 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2012 г. оценивается Группой в сумме около 225 млн долл. США.

Группа подписала несколько соглашений на 2012 – 2015 гг. на строительство платформ на шельфе Каспийского моря. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данным соглашениям оценивается Группой в сумме около 866 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы в своем энергетическом сегменте, по условиям которой должны быть построены электростанции суммарной мощностью 890 МВт. В настоящее время Группа согласует определенные изменения в инвестиционной программе, предусматривающие ее продление до конца 2014 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 594 млн долл. США.

**Обязательства по операционной аренде**

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 507 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 175 млн долл. США и 155 млн долл. США в течение 2011 и 2010 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2011 г. представлены следующим образом:

	<b>По состоянию на 31 декабря 2011</b>
2012	145
2013	83
2014	74
2015	46
2016	54
В последующие годы	105

**Страхование**

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится на стадии развития. Руководство Группы считает, что Группа имеет достаточное страховое покрытие в части страхования ее основных производственных активов. В отношении ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, Группа имеет страховое покрытие, уровень которого, как правило, выше, чем лимиты, установленные законодательством. Руководство считает, что Группа имеет адекватное страховое покрытие рисков, которые могут оказать существенное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение.

## Примечание 18. Условные события и обязательства (продолжение)

### *Обязательства по природоохранной деятельности*

Компании Группы и предшествовавшие им организации осуществляли свою деятельность в Российской Федерации и других странах в течение многих лет, что привело к возникновению определенных экологических проблем. В настоящее время законодательство по охране окружающей среды в Российской Федерации и других странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность, находится в стадии разработки, поэтому компании Группы проводят оценку обязательств по природоохранной деятельности по мере изменения законодательства.

Как только размер обязательств компаний Группы определен, резерв по ним начисляется сразу в отчете о прибылях и убытках. С учетом возможных изменений в законодательстве по охране окружающей среды окончательная величина обязательств по природоохранной деятельности не может быть определена в настоящее время с достаточной степенью достоверности, однако она может оказаться существенной. По мнению руководства, в условиях действующего законодательства у Группы нет каких-либо существенных, не отраженных в консолидированной финансовой отчетности обязательств, которые могли бы отрицательно повлиять на результаты хозяйственной деятельности или финансовое положение Группы.

### *Активы социального назначения*

Компании Группы как в Российской Федерации, так и в других странах выделяют средства на спонсорскую поддержку государственных проектов, объектов местной инфраструктуры и социальное обеспечение своих сотрудников. Такие вложения включают отчисления на строительство, развитие и содержание жилищного фонда, больниц, транспорта, зон отдыха, а также отчисления на прочие социальные нужды. Объем подобного финансирования определяется руководством Группы на регулярной основе и капитализируется или относится на затраты по мере возникновения.

### *Налогообложение*

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и на других развивающихся рынках, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. В Российской Федерации налоговый год остается открытым для проверки налоговыми органами в течение трех последующих календарных лет.

Однако в некоторых случаях налоговый год может быть открыт в течение более длительного периода. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают все более активную позицию относительно трактовки и применения налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и на других развивающихся рынках, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

Налоговые органы в различных регионах могут по-разному трактовать одни и те же вопросы налогообложения. Это приводит к тому, что налоговые споры могут быть разрешены в пользу Группы в одних регионах и в пользу налоговых органов в других. Некоторые вопросы налогообложения регулируются федеральными налоговыми органами, находящимися в Москве.

**Примечание 18. Условные события и обязательства (продолжение)**

Группа осуществляла налоговое планирование и принимала управленческие решения на основании законодательства, существовавшего на момент осуществления планирования. Налоговые органы регулярно проводят налоговые проверки предприятий Группы, что является нормальным в экономических условиях Российской Федерации и других стран бывшего Советского Союза. Периодически налоговые органы пытаются производить начисление существенных дополнительных налоговых обязательств в отношении предприятий Группы. Руководство, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, считает, что обязательства по налогам отражены в полном объеме. Тем не менее, соответствующие регулирующие органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства и последствия этого для финансовой отчетности в случае успеха налоговых органов в применении ими своих трактовок могут быть существенными.

***Судебные разбирательства***

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее – АГД), компании Группы, и Компании (далее – Ответчики). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АДК и АГД. АДК требовала возмещения ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и выплаты штрафных санкций в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд отклонил судебный иск из-за отсутствия персональной юрисдикции. Это решение было поддержано Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решения судов нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Верховный суд штата Колорадо нашел, однако, что суд первой инстанции совершил процедурную ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции и возвратил дело в Апелляционный суд штата Колорадо, чтобы рассмотреть, должен ли судебный процесс быть отклонен на альтернативных основаниях (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). Апелляционный суд штата Колорадо отказался отклонять эпизод о неудобном месте рассмотрения дела и вернул его рассмотрение в Окружной суд. В июне 2009 г. три кредитора АДК подали иск о принудительном банкротстве, введя АДК в состояние банкротства. В ноябре 2009 г. после добавления иска АДК перенесло рассмотрение дела из Окружного суда города Денвер в Суд по банкротствам США. 28 октября 2010 г. Суд по банкротствам удовлетворил ходатайство Компании о возвращении дела в Окружной суд города Денвер. 20 октября 2011 г. Окружной суд города Денвер прекратил все дела по судебным разбирательствам с Компанией. АДК подало прошение об апелляции. Даты слушаний не назначены. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

6 января 2012 г. АДК подало иск в Окружной суд округа Колорадо, США (федеральный суд), повторно выдвигая идентичные претензии, указанные в вышеупомянутом иске и отклоненные Окружным судом города Денвер (суд штата), несмотря на решения суда штата по апелляции АДК. Время, в течение которого Компания обязана ответить, не истекло. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать позицию. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

По состоянию на дату, когда финансовая отчетность была готова к публикации, против ряда организаций Группы в России и за рубежом рассматривалось около 100 дел о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках нефтепродуктов.



**Примечание 18. Условные события и обязательства (продолжение)**

9 февраля 2011 г. Федеральной антимонопольной службой (далее – ФАС России) возбуждено дело в отношении трех крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе Компании, по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением на рынке сбыта нефтепродуктов. 9 августа 2011 г. ФАС России было вынесено решение, согласно которому Компания признана виновной в установлении монополично высоких цен на дизельное топливо в период с октября 2010 г. по декабрь 2010 г. При этом дело по установлению монополично высоких цен на авиакеросин было выделено в отдельное производство и его рассмотрение назначено на 20 марта 2012 г. Постановлением ФАС России от 28 декабря 2011 г. Компания и НПЗ Группы привлечены к ответственности в виде штрафов в размере 19 млн долл. США. Постановление не было оспорено и штрафы были оплачены 17 февраля 2012 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. на сумму штрафов в консолидированной финансовой отчетности Группы был создан резерв.

Группа вовлечена в споры с Республикой Казахстан по вопросу возмещения затрат. Доля Группы в общей сумме предъявленного иска составляет около 295 млн долл. США. Руководство считает, что практически вся сумма оспариваемых расходов является возмещаемой в соответствии с окончательным соглашением о разделе продукции и что конечный результат споров не окажет значительного негативного воздействия на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут быть связаны с применением существенных санкций в отношении Группы и несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

**Примечание 19. Операции со связанными сторонами**

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и компаний-посредников. Высшее руководство Компании считает, что в сложившихся условиях у Группы существуют соответствующие процедуры определения и надлежащего раскрытия информации об операциях со связанными сторонами, и что Группа раскрыла всю выявленную информацию об отношениях со связанными сторонами, которая представляется значительной. Операции со связанными сторонами по реализации и приобретению нефти и нефтепродуктов осуществлялись в основном с зависимыми компаниями, а также с акционером Компании компанией «КонокоФиллипс». Услуги связанных сторон по процессингу были оказаны зависимыми перерабатывающими заводами. В связи с выкупом в сентябре 2010 г. компанией Группы акций Компании у компании «КонокоФиллипс», компания «КонокоФиллипс» по состоянию на конец третьего квартала 2010 г. перестала быть связанной стороной Группы.

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Прочие операции со связанными сторонами раскрыты в примечаниях 3, 7, 11, 14, 17 и 20.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 1 298 млн долл. США, 2 383 млн долл. США и 1 152 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 54 млн долл. США, 134 млн долл. США и 69 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 374 млн долл. США, 521 млн долл. США и 862 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

### Примечание 19. Операции со связанными сторонами (продолжение)

Связанными сторонами в течение 2011, 2010 и 2009 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 901 млн долл. США, 719 млн долл. США и 539 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 73 млн долл. США, 39 млн долл. США и 28 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая авансы, составляла 415 млн долл. США и 419 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 115 млн долл. США и 114 млн долл. США на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

### Примечание 20. Программа вознаграждения

С декабря 2009 г. в Компании действует программа по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2010 по 2012 гг. Эта программа предусматривает распределение условно закрепляемых акций и выплату вознаграждения, состоящую из двух частей. Первая – ежегодная выплата вознаграждения, основанная на количестве условно закрепляемых акций и сумме дивидендов на одну акцию, утвержденных акционерами. Выплата этого вознаграждения зависит от выполнения Группой определенных ключевых показателей деятельности на ежегодной основе. Вторая часть вознаграждения основана на росте курса акций Компании в период с 2010 по 2012 гг. и предусматривает право его получения по окончании срока действия программы. Количество условно закрепляемых акций составляет около 17,3 млн штук.

По первой части программы условных акций Группа признает обязательство, которое определяется на основе ожидаемых дивидендов и количества условно закрепленных акций.

Вторая часть программы условных акций была классифицирована как часть акционерного капитала. Справедливая стоимость данной программы на дату ее введения была определена в сумме 295 млн долл. США и была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертонна. В модели были использованы: безрисковая процентная ставка, равная 8,0% годовых; ожидаемая дивидендная доходность, равная 3,09% годовых; ожидаемый срок программы – три года; фактор волатильности, равный 34,86%. Ожидаемый фактор волатильности был определен на основе данных исторической волатильности акций Компании в течение пятилетнего периода до января 2010 г.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. существуют непризнанные расходы в сумме 98 млн долл. США, по которым безусловное право на вознаграждение еще не получено. Данные расходы предполагается признавать регулярно до декабря 2012 г.

В период с 2007 по 2009 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению определенных членов руководства. Условия программы схожи с условиями новой программы вознаграждения, введенной в действие в декабре 2009 г. Количество условно закрепляемых акций составляло около 15,5 млн штук. Из-за неблагоприятной рыночной ситуации условия выполнения второй части программы не были выполнены. По этой причине отсутствовали платежи или передача акций сотрудникам по окончании действия данной программы вознаграждения.

Расходы по данным программам составили 137 млн долл. США, 129 млн долл. США и 105 млн долл. США за 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно, из которых 98 млн долл. США, 98 млн долл. США и 20 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в соответствующих периодах. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. 28 млн долл. США и 33 млн долл. США соответственно были включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса. Общая сумма признанного налогового дохода, связанного с данным начислением, в течение 2011, 2010 и 2009 гг. составила 20 млн долл. США, 21 млн долл. США и 21 млн долл. США соответственно.

**Примечание 21. Сегментная информация**

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2011, 2010 и 2009 гг. в соответствии с разделом 280 «Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия» Кодификации.

Группа определила следующие сегменты деятельности – «Разведка и добыча», «Переработка, торговля и сбыт», «Нефтехимия», «Энергетика» и «Прочие». Сегменты были определены на основе различий в характере деятельности в них. Результаты деятельности по установленным сегментам регулярно оцениваются руководством Группы. К сегменту «Разведка и добыча» относятся компании геологоразведки, разработки и добычи углеводородов, в основном нефти. В сегмент «Переработка, торговля и сбыт» включены компании, перерабатывающие нефть в нефтепродукты, а также компании, покупающие, реализующие и транспортирующие нефть и нефтепродукты. Компании сегмента «Нефтехимия» перерабатывают и реализуют продукцию нефтехимии. К сегменту «Энергетика» относятся компании, генерирующие тепло- и электроэнергию, а также сбытовые и соответствующие сервисные компании. В сегмент «Прочие» включены компании, чья деятельность не является основной для Группы.

Географические сегменты были определены исходя из регионов деятельности и включают два сегмента – «Россия» и «За рубежом». Начиная с отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2011 г., количество географических сегментов было изменено, что связано с переоценкой функционирования системы управления Группой.

**Сегменты деятельности**

<b>2011</b>	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Переработка, торговля и сбыт</b>	<b>Нефтехимия</b>	<b>Энергетика</b>	<b>Прочие</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 449	126 665	1 944	1 472	120	-	133 650
Межсегментная деятельность	41 409	1 884	500	1 520	2 467	(47 780)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>44 858</b>	<b>128 549</b>	<b>2 444</b>	<b>2 992</b>	<b>2 587</b>	<b>(47 780)</b>	<b>133 650</b>
Операционные расходы	4 347	3 975	459	2 098	2 029	(3 853)	9 055
Амортизация и износ	2 865	1 248	63	224	129	(56)	4 473
Расходы по процентам	732	709	20	47	505	(1 319)	694
Налог на прибыль	2 106	1 060	43	(5)	10	79	3 293
Чистая прибыль (чистый убыток)	6 665	3 687	(27)	(127)	(370)	529	10 357
Итого активы	60 311	62 173	1 488	4 220	21 201	(58 201)	91 192
Капитальные затраты	6 629	1 354	89	196	224	-	8 492

## Примечание 21. Сегментная информация (продолжение)

2010	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт		Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
		Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт					
Выручка от реализации								
Сторонние организации	3 012	99 064	1 331	1 416	133	-	104 956	
Межсегментная деятельность	33 511	1 182	271	1 277	1 937	(38 178)	-	
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>36 523</b>	<b>100 246</b>	<b>1 602</b>	<b>2 693</b>	<b>2 070</b>	<b>(38 178)</b>	<b>104 956</b>	
Операционные расходы	3 965	3 771	294	1 901	1 628	(3 261)	8 298	
Амортизация и износ	2 773	1 033	40	183	126	(1)	4 154	
Расходы по процентам	806	859	26	38	405	(1 422)	712	
Налог на прибыль	1 449	874	37	(14)	4	1	2 351	
Чистая прибыль (чистый убыток)	6 139	3 330	101	(167)	(317)	(80)	9 006	
Итого активы	57 280	56 908	1 249	4 338	15 390	(51 148)	84 017	
Капитальные затраты	4 908	1 320	76	420	120	-	6 844	

2009	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт		Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
		Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт					
Выручка от реализации								
Сторонние организации	2 257	76 096	1 576	1 087	67	-	81 083	
Межсегментная деятельность	22 096	955	162	1 065	725	(25 003)	-	
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>24 353</b>	<b>77 051</b>	<b>1 738</b>	<b>2 152</b>	<b>792</b>	<b>(25 003)</b>	<b>81 083</b>	
Операционные расходы	3 266	3 472	515	1 475	452	(1 840)	7 340	
Амортизация и износ	2 612	936	41	198	150	-	3 937	
Расходы по процентам	886	1 205	14	52	381	(1 871)	667	
Налог на прибыль	1 221	821	12	(7)	6	(59)	1 994	
Чистая прибыль (чистый убыток)	5 456	2 268	(74)	(162)	(147)	(330)	7 011	
Итого активы	55 033	56 286	1 371	4 041	14 250	(51 962)	79 019	
Капитальные затраты	4 626	1 316	113	283	196	-	6 534	

## Географические сегменты

	2011	2010	2009
Реализация нефти на территории России	1 571	956	735
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	32 522	26 342	19 914
Реализация нефтепродуктов на территории России	15 242	10 928	8 101
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	76 335	60 018	46 888
Реализация продуктов нефтехимии в России	914	728	514
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	1 095	642	574
Прочая реализация на территории России	3 213	2 881	2 235
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 758	2 461	2 122
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>133 650</b>	<b>104 956</b>	<b>81 083</b>

## Примечание 21. Сегментная информация (продолжение)

<b>2011</b>	<b>Россия</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации				
Сторонние организации	24 674	108 976	-	133 650
Межсегментная деятельность	39 567	143	(39 710)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>64 241</b>	<b>109 119</b>	<b>(39 710)</b>	<b>133 650</b>
Операционные расходы	6 999	2 094	(38)	9 055
Амортизация и износ	3 692	781	-	4 473
Расходы по процентам	338	477	(121)	694
Налог на прибыль	2 715	554	24	3 293
Чистая прибыль	9 769	4	584	10 357
Итого активы	73 150	34 384	(16 342)	91 192
Капитальные затраты	6 516	1 976	-	8 492
<b>2010</b>	<b>Россия</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации				
Сторонние организации	17 615	87 341	-	104 956
Межсегментная деятельность	34 599	37	(34 636)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>52 214</b>	<b>87 378</b>	<b>(34 636)</b>	<b>104 956</b>
Операционные расходы	6 334	2 005	(41)	8 298
Амортизация и износ	3 393	761	-	4 154
Расходы по процентам	415	427	(130)	712
Налог на прибыль	1 993	359	(1)	2 351
Чистая прибыль	8 542	542	(78)	9 006
Итого активы	74 033	30 225	(20 241)	84 017
Капитальные затраты	5 333	1 511	-	6 844
<b>2009</b>	<b>Россия</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации				
Сторонние организации	13 880	67 203	-	81 083
Межсегментная деятельность	26 897	18	(26 915)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>40 777</b>	<b>67 221</b>	<b>(26 915)</b>	<b>81 083</b>
Операционные расходы	5 434	1 952	(46)	7 340
Амортизация и износ	3 186	751	-	3 937
Расходы по процентам	448	406	(187)	667
Налог на прибыль	1 834	219	(59)	1 994
Чистая прибыль (чистый убыток)	7 511	(168)	(332)	7 011
Итого активы	58 461	28 038	(7 480)	79 019
Капитальные затраты	5 064	1 470	-	6 534

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 66 884 млн долл. США, 53 245 млн долл. США и 37 724 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 9 496 млн долл. США, 8 595 млн долл. США и 8 144 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

**Примечание 22. События после отчетной даты**

В соответствии с требованиями раздела 855 «События после отчетной даты» Кодификации Группа оценивала события после отчетной даты до даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации. Таким образом, события после отчетной даты оценивались до 24 февраля 2012 г. включительно.

**ОАО «ЛУКОЙЛ»****Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа  
(аудит данной информации не проводился)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

В соответствии с разделом 932 «Раскрытие информации о нефтегазодобывающей деятельности» Кодификации представляется дополнительная неаудированная информация о деятельности Группы по разведке и добыче нефти и газа в виде шести отдельных таблиц.

- I. Капитализированные затраты в сфере нефтегазодобычи.
- II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку.
- III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа.
- IV. Информация об объемах запасов.
- V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.
- VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.

Данные по зависимым компаниям представляют собой долю Группы в зависимых компаниях нефтегазодобычи, которые учитываются по методу долевого участия.

**I. Капитализированные затраты в сфере нефтегазодобычи**

<b>По состоянию на 31 декабря 2011 г.</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Недоказанные запасы нефти и газа	659	583	1 242	166
Доказанные запасы нефти и газа	7 479	52 939	60 418	2 315
Накопленные износ и амортизация	(1 762)	(19 527)	(21 289)	(718)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>6 376</b>	<b>33 995</b>	<b>40 371</b>	<b>1 763</b>

<b>По состоянию на 31 декабря 2010 г.</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Недоказанные запасы нефти и газа	536	302	838	274
Доказанные запасы нефти и газа	6 578	50 662	57 240	2 111
Накопленные износ и амортизация	(1 490)	(18 530)	(20 020)	(597)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>5 624</b>	<b>32 434</b>	<b>38 058</b>	<b>1 788</b>

<b>По состоянию на 31 декабря 2009 г.</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Недоказанные запасы нефти и газа	545	305	850	285
Доказанные запасы нефти и газа	5 826	47 237	53 063	1 998
Накопленные износ и амортизация	(1 201)	(16 460)	(17 661)	(454)
<b>Чистые капитализированные затраты</b>	<b>5 170</b>	<b>31 082</b>	<b>36 252</b>	<b>1 829</b>

**ОАО «ЛУКОЙЛ»****Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа  
(аудит данной информации не проводился)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

**II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку**

<b>2011</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	-	41	41	-
недоказанные запасы	70	164	234	-
Затраты на геологоразведку	507	358	865	8
Затраты на разработку	968	4 726	5 694	123
<b>Итого затраты</b>	<b>1 545</b>	<b>5 289</b>	<b>6 834</b>	<b>131</b>

<b>2010</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	113	-	113	-
недоказанные запасы	-	15	15	122
Затраты на геологоразведку	199	220	419	16
Затраты на разработку	685	3 686	4 371	115
<b>Итого затраты</b>	<b>997</b>	<b>3 921</b>	<b>4 918</b>	<b>253</b>

<b>2009</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	-	17	17	1 154
недоказанные запасы	-	23	23	97
Затраты на геологоразведку	221	162	383	11
Затраты на разработку	549	3 726	4 275	146
<b>Итого затраты</b>	<b>770</b>	<b>3 928</b>	<b>4 698</b>	<b>1 408</b>



**III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа**

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с разделом 932 Кодификации выручка от реализации и передачи нефти и газа компаниям Группы рассчитана на основании рыночных цен. Налог на прибыль рассчитан на основании законодательно установленной ставки налога на прибыль. Результаты деятельности не учитывают корпоративные накладные расходы и расходы по процентам.

<b>2011</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Доходы				
Выручка от реализации	2 656	25 232	27 888	1 924
Передачи	-	13 981	13 981	14
<b>Итого доходы</b>	<b>2 656</b>	<b>39 213</b>	<b>41 869</b>	<b>1 938</b>
Затраты на добычу (не включая налоги)	(242)	(3 298)	(3 540)	(93)
Затраты на геологоразведку	(439)	(93)	(532)	(2)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(324)	(2 511)	(2 835)	(125)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(460)	(23 817)	(24 277)	(640)
Налог на прибыль	(531)	(1 817)	(2 348)	(407)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>660</b>	<b>7 677</b>	<b>8 337</b>	<b>671</b>

<b>2010</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Доходы				
Выручка от реализации	1 926	19 956	21 882	1 350
Передачи	-	12 278	12 278	13
<b>Итого доходы</b>	<b>1 926</b>	<b>32 234</b>	<b>34 160</b>	<b>1 363</b>
Затраты на добычу (не включая налоги)	(218)	(3 023)	(3 241)	(113)
Затраты на геологоразведку	(240)	(96)	(336)	(2)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(306)	(2 504)	(2 810)	(127)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(257)	(17 872)	(18 129)	(321)
Налог на прибыль	(314)	(1 813)	(2 127)	(275)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>591</b>	<b>6 926</b>	<b>7 517</b>	<b>525</b>

**ОАО «ЛУКОЙЛ»****Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа****(аудит данной информации не проводился)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

<b>2009</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
Доходы				
Выручка от реализации	1 472	13 870	15 342	824
Передачи	-	11 850	11 850	17
<b>Итого доходы</b>	<b>1 472</b>	<b>25 720</b>	<b>27 192</b>	<b>841</b>
Затраты на добычу (не включая налоги)	(195)	(2 592)	(2 787)	(98)
Затраты на геологоразведку	(147)	(71)	(218)	(10)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(323)	(2 278)	(2 601)	(105)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(206)	(12 830)	(13 036)	(186)
Налог на прибыль	(198)	(1 399)	(1 597)	(203)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>403</b>	<b>6 550</b>	<b>6 953</b>	<b>239</b>

**IV. Информация об объемах запасов**

Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые, по данным геологических и инженерных исследований, с достаточной долей вероятности будут извлечены из определенных месторождений в будущих периодах при существующих экономических и производственных условиях. Согласно требованиям раздела 932 Кодификации существующие экономические и производственные условия основываются на средней двенадцатимесячной цене и затратах на конец года. Доказанные запасы не включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных с точки зрения их экономической выгоды.

Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

В силу неопределенности и ограниченности, присущих геологическим данным о запасах, оценке запасов свойственна неточность, а при ее проведении требуется применение суждений. Кроме того, оценка запасов подвержена изменениям по мере поступления новых данных.

Руководство включило в состав доказанных запасов существенные объемы, которые Группа собирается извлечь после окончания срока действия некоторых существующих лицензий в Российской Федерации. Закон о недрах Российской Федерации определяет, что в случае окончания срока действия лицензии срок пользования участком недр продлевается по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождения полезных ископаемых либо выполнения ликвидационных мероприятий при отсутствии нарушений условий лицензии данным пользователем недр. В силу того, что закон применяется как в отношении лицензий, выпущенных после его принятия, так и в отношении лицензий, выпущенных до его принятия, а также в связи с тем, что Группа переоформила около 50% лицензий, руководство считает, что в случае окончания срока действия лицензий они будут продлены для завершения оставшейся разработки каждого соответствующего месторождения.

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

**Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа**

**(аудит данной информации не проводился)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2011, 2010 и 2009 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
<b>Нефть</b>				
1 января 2009 г.	404	13 838	14 242	216
Пересмотр предыдущих оценок	(85)	(636)	(721)	15
Приобретение неизвлеченного сырья	-	39	39	102
Увеличение / открытие новых запасов	37	503	540	-
Добыча	(27)	(673)	(700)	(20)
Реализация запасов	-	(17)	(17)	-
31 декабря 2009 г.	329	13 054	13 383	313
Пересмотр предыдущих оценок	(4)	(292)	(296)	(5)
Приобретение неизвлеченного сырья	62	-	62	-
Увеличение / открытие новых запасов	10	550	560	10
Добыча	(26)	(658)	(684)	(24)
31 декабря 2010 г.	371	12 654	13 025	294
Пересмотр предыдущих оценок	(12)	233	221	7
Приобретение неизвлеченного сырья	-	7	7	-
Увеличение / открытие новых запасов	4	515	519	1
Добыча	(26)	(623)	(649)	(22)
<b>31 декабря 2011 г.</b>	<b>337</b>	<b>12 786</b>	<b>13 123</b>	<b>280</b>
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2009 г.	186	8 442	8 628	199
31 декабря 2010 г.	207	8 401	8 608	182
31 декабря 2011 г.	<b>197</b>	<b>8 397</b>	<b>8 594</b>	<b>178</b>

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 163 млн барр., 187 млн барр. и 242 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 96 млн барр., 132 млн барр. и 135 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

**Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа**

**(аудит данной информации не проводился)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Млрд куб. фут	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
<b>Газ</b>				
1 января 2009 г.	6 806	22 273	29 079	174
Пересмотр предыдущих оценок	(294)	(6 081)	(6 375)	(3)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	13	13	130
Увеличение / открытие новых запасов	294	164	458	-
Добыча	(175)	(436)	(611)	(15)
31 декабря 2009 г.	6 631	15 933	22 564	286
Пересмотр предыдущих оценок	(35)	1 214	1 179	11
Увеличение / открытие новых запасов	98	226	324	4
Добыча	(187)	(540)	(727)	(26)
31 декабря 2010 г.	6 507	16 833	23 340	275
Пересмотр предыдущих оценок	(487)	273	(214)	25
Приобретение неизвлеченного сырья	-	1	1	-
Увеличение / открытие новых запасов	240	309	549	1
Добыча	(189)	(565)	(754)	(27)
<b>31 декабря 2011 г.</b>	<b>6 071</b>	<b>16 851</b>	<b>22 922</b>	<b>274</b>
<b>Доказанные разрабатываемые запасы</b>				
31 декабря 2009 г.	2 002	5 636	7 638	157
31 декабря 2010 г.	2 715	6 024	8 739	143
<b>31 декабря 2011 г.</b>	<b>3 250</b>	<b>6 065</b>	<b>9 315</b>	<b>163</b>

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 32 млрд куб. фут, 31 млрд куб. фут и 36 млрд куб. фут соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 22 млрд куб. фут, 21 млрд куб. фут и 23 млрд куб. фут соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

**V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств**

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с приведенными выше данными о запасах нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями раздела 932 Кодификации. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи углеводородов определяются на основе применения цен на нефть и газ, рассчитанных по средней двенадцатимесячной цене, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действующих 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 те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действующих на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым потокам денежных средств до налогообложения (за вычетом налоговой базы соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств 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 руководством прогнозируемых будущих потоков денежных средств или стоимости доказанных запасов нефти и газа Группы. Оценки доказанных объемов запасов не являются точными и изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Такая оценка согласно разделу 932 Кодификации требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих потоков денежных средств Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
<b>31 декабря 2011 г.</b>				
Поступления денежных средств будущих периодов	51 665	616 290	667 955	25 773
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(26 242)	(416 403)	(442 645)	(12 897)
Налог на прибыль будущих периодов	(6 056)	(35 768)	(41 824)	(2 896)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	19 367	164 119	183 486	9 980
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(10 930)	(97 394)	(108 324)	(5 145)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	8 437	66 725	75 162	4 835
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	937	937	-

**ОАО «ЛУКОЙЛ»****Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа****(аудит данной информации не проводился)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
<b>31 декабря 2010 г.</b>				
Поступления денежных средств будущих периодов	40 871	432 401	473 272	18 629
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(23 193)	(313 375)	(336 568)	(9 503)
Налог на прибыль будущих периодов	(3 843)	(19 775)	(23 618)	(2 107)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	13 835	99 251	113 086	7 019
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(8 641)	(60 808)	(69 449)	(3 656)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	5 194	38 443	43 637	3 363
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	963	963	-
	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>
<b>31 декабря 2009 г.</b>				
Поступления денежных средств будущих периодов	31 025	385 266	416 291	14 816
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 778)	(254 811)	(273 589)	(7 692)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 337)	(22 285)	(24 622)	(1 489)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	9 910	108 170	118 080	5 635
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 468)	(66 015)	(72 483)	(3 013)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	3 442	42 155	45 597	2 622
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 370	1 370	-

**VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств**

<b>Дочерние компании</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Дисконтированная стоимость на 1 января</b>	<b>43 637</b>	<b>45 597</b>	<b>42 570</b>
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	39	(193)	86
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(13 520)	(12 454)	(11 151)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	69 089	22 241	36 633
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(32 678)	(23 976)	(27 376)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	3 492	1 886	1 878
Расчетные затраты на разработку за период	6 182	5 565	3 201
Пересмотр предыдущих данных о запасах	620	(433)	(4 495)
Чистое изменение налога на прибыль	(7 467)	407	(1 104)
Прочие изменения	229	(141)	70
Эффект дисконтирования	5 539	5 138	5 285
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>75 162</b>	<b>43 637</b>	<b>45 597</b>
<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
<b>Дисконтированная стоимость на 1 января</b>	<b>3 363</b>	<b>2 622</b>	<b>1 006</b>
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	-	-	1 182
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(1 203)	(927)	(547)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	3 820	2 296	2 129
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(1 720)	(985)	(1 086)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	8	53	3
Расчетные затраты на разработку за период	66	120	31
Пересмотр предыдущих данных о запасах	179	(56)	137
Чистое изменение налога на прибыль	(365)	(294)	(442)
Прочие изменения	267	234	95
Эффект дисконтирования	420	300	114
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>4 835</b>	<b>3 363</b>	<b>2 622</b>