



**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

**КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ**

**за 2009 и 2008 гг.,**

**подготовленная в соответствии с ОПБУ США**

## Заключение независимых аудиторов

Совету Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2009, 2008 и 2007 гг. Ответственность за подготовку консолидированной финансовой отчетности несет руководство ОАО «ЛУКОЙЛ». Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного 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 рассмотрение системы внутреннего контроля над подготовкой финансовой отчетности с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля над подготовкой финансовой отчетности. Соответственно, мы не выражаем такого мнения. Аудит также включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности, оценку используемых принципов бухгалтерского учета и существенных допущений, сделанных руководством, а также общей формы представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для того, чтобы высказать мнение о достоверности данной отчетности.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2009, 2008 и 2007 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

**ЗАО КЛМГ**

ЗАО «КПМГ»  
Москва, Российская Федерация  
19 марта 2010 года

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**  
**Консолидированные балансы**  
**По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.**  
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2009	2008
<b>Активы</b>			
<b>Оборотные активы</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 274	2 239
Краткосрочные финансовые вложения		75	505
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	5 935	5 069
Запасы	6	5 432	3 735
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 549	3 566
Прочие оборотные активы		574	519
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>17 839</b>	<b>15 633</b>
Финансовые вложения	7	5 944	3 269
Основные средства	8	52 228	50 088
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	12	549	521
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	9	1 653	1 159
Прочие внеоборотные активы		806	791
<b>Итого активы</b>		<b>79 019</b>	<b>71 461</b>
<b>Обязательства и акционерный капитал</b>			
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Кредиторская задолженность		4 906	5 029
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	10	2 058	3 232
Обязательства по уплате налогов		1 828	1 564
Прочие краткосрочные обязательства		902	750
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>9 694</b>	<b>10 575</b>
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	11, 15	9 265	6 577
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	12	2 080	2 116
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	1 189	718
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		412	465
<b>Итого обязательства</b>		<b>22 640</b>	<b>20 451</b>
<b>Капитал</b>			
<b>Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>			
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(282)	(282)
Добавочный капитал		4 699	4 694
Нераспределенная прибыль		51 634	45 983
Прочий накопленный совокупный убыток		(75)	(70)
<b>Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>55 991</b>	<b>50 340</b>
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях		388	670
<b>Итого капитал</b>		<b>56 379</b>	<b>51 010</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>79 019</b>	<b>71 461</b>

\_\_\_\_\_  
Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Алекперов В.Ю.

\_\_\_\_\_  
Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Козырев И.А.

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

**Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2009, 2008 и 2007 гг.**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2009	2008	2007
<b>Выручка</b>				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	22	81 083	107 680	81 891
<b>Затраты и прочие расходы</b>				
Операционные расходы		(7 124)	(8 126)	(6 172)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(31 977)	(37 851)	(27 982)
Транспортные расходы		(4 830)	(5 460)	(4 457)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 306)	(3 860)	(3 207)
Износ и амортизация		(3 937)	(2 958)	(2 172)
Налоги (кроме налога на прибыль)	12	(6 474)	(13 464)	(9 367)
Акцизы и экспортные пошлины		(13 058)	(21 340)	(15 033)
Затраты на геолого-разведочные работы		(218)	(487)	(307)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(381)	(425)	(123)
<b>Прибыль от основной деятельности</b>		<b>9 778</b>	<b>13 709</b>	<b>13 071</b>
Расходы по процентам		(667)	(391)	(333)
Доходы по процентам и дивидендам		134	163	135
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	351	375	347
(Убыток) прибыль по курсовым разницам		(520)	(918)	35
Прочие внеоперационные расходы		(13)	(244)	(240)
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>9 063</b>	<b>12 694</b>	<b>13 015</b>
Текущий налог на прибыль		(1 922)	(4 167)	(3 410)
Отложенный налог на прибыль		(72)	700	(39)
<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	12	<b>(1 994)</b>	<b>(3 467)</b>	<b>(3 449)</b>
<b>Чистая прибыль</b>		<b>7 069</b>	<b>9 227</b>	<b>9 566</b>
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях		(58)	(83)	(55)
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>7 011</b>	<b>9 144</b>	<b>9 511</b>
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США), относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	14	8,28	10,88	11,48

## ОАО «ЛУКОЙЛ»

## Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2009, 2008 и 2007 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2009		2008		2007	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный 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	(282)		(1 591)		(1 098)	
Акции, выкупленные у акционеров	-		(219)		(712)	
Выбытие акций	-		1 528		219	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(282)</b>		<b>(282)</b>		<b>(1 591)</b>	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 694		4 499		3 943	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	-		20		-	
Результат программы вознаграждения	20		103		103	
Изменения в неконтролируемой доле дочерних компаний	(15)		-		-	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	-		72		453	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>4 699</b>		<b>4 694</b>		<b>4 499</b>	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	45 983		38 349		30 061	
Чистая прибыль	7 011	7 011	9 144	9 144	9 511	9 511
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 360)		(1 510)		(1 223)	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>51 634</b>		<b>45 983</b>		<b>38 349</b>	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(70)		(59)		(21)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	(4)	(4)	(5)	(5)	(16)	(16)
Актuarная прибыль (актуарный убыток)	1	1	(6)	(6)	(22)	(22)
Непризнанный убыток от ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации	(2)	(2)	-	-	-	-
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(75)</b>		<b>(70)</b>		<b>(59)</b>	
Итого совокупный доход за год		7 006		9 133		9 473
<b>Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря</b>	<b>55 991</b>		<b>50 340</b>		<b>41 213</b>	
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях						
Остаток на 1 января	670		577		523	
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	58		83		55	
Изменение в неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(340)		10		(1)	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>388</b>		<b>670</b>		<b>577</b>	
<b>Итого капитал на 31 декабря</b>	<b>56 379</b>		<b>51 010</b>		<b>41 790</b>	

**ОАО «ЛУКОЙЛ»****Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2009, 2008 и 2007 гг.**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Движение акций		
	2009 (тыс. штук)	2008 (тыс. штук)	2007 (тыс. штук)
<b>Обыкновенные акции, выпущенные</b>			
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>
<b>Собственные акции, выкупленные у акционеров</b>			
Остаток на 1 января	(3 836)	(23 321)	(23 632)
Акции, выкупленные у акционеров	-	(2 899)	(8 756)
Выбытие акций, выкупленных у акционеров	-	22 384	9 067
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(3 836)</b>	<b>(3 836)</b>	<b>(23 321)</b>

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**
**Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2009, 2008 и 2007 гг.**

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2009	2008	2007
<b>Движение денежных средств от основной деятельности</b>				
<b>Чистая прибыль</b>		<b>7 011</b>	<b>9 144</b>	<b>9 511</b>
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		3 937	2 958	2 172
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		(213)	(238)	209
Списание затрат по сухим скважинам		117	317	143
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		381	425	123
Отложенный налог на прибыль		72	(700)	39
(Неденежная прибыль) неденежный убыток по курсовым разницам		(57)	(668)	251
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(20)	(29)	(36)
Прочие, нетто		138	404	297
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(1 171)	2 647	(2 297)
Запасы		(1 719)	963	(1 148)
Кредиторская задолженность		96	(989)	1 599
Обязательства по уплате налогов		292	(521)	386
Прочие краткосрочные активы и обязательства		19	599	(368)
<b>Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности</b>		<b>8 883</b>	<b>14 312</b>	<b>10 881</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>				
Приобретение лицензий		(40)	(12)	(255)
Капитальные затраты		(6 483)	(10 525)	(9 071)
Поступления от реализации основных средств		91	166	72
Приобретение финансовых вложений		(216)	(398)	(206)
Поступления от реализации финансовых вложений		478	636	175
Реализация долей в дочерних и зависимых компаниях		92	3	1 136
Приобретение компаний и неконтролируемых долей в дочерних компаниях (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(2 845)	(3 429)	(1 566)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(8 923)</b>	<b>(13 559)</b>	<b>(9 715)</b>
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(1 281)	974	(59)
Поступления от продажи активов с последующей арендой		-	235	-
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		5 467	2 884	2 307
Погашение долгосрочных обязательств		(2 697)	(1 547)	(1 632)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 337)	(1 437)	(1 230)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(85)	(168)	(78)
Финансирование, полученное от связанных и сторонних миноритарных акционеров		20	39	177
Приобретение акций Компании		-	(219)	(712)
Поступления от продажи собственных акций		-	-	129
Прочие, нетто		-	2	-
<b>Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности</b>		<b>87</b>	<b>763</b>	<b>(1 098)</b>
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(12)	(118)	21
<b>Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>35</b>	<b>1 398</b>	<b>89</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 239	841	752
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец года</b>	3	<b>2 274</b>	<b>2 239</b>	<b>841</b>
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		520	440	338
Налог на прибыль уплаченный		1 575	4 902	2 872

## **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 и развития новых видов деятельности.

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

В Российской Федерации происходят политические и экономические изменения, которые влияли в прошлом и будут влиять в будущем на операции компаний, осуществляющих свою деятельность в данных хозяйственных и экономических условиях. Таким образом, осуществление финансово-хозяйственной деятельности в России связано с существованием рисков, не типичных для других рынков. Кроме того, неблагоприятная ситуация на кредитном рынке и рынке капиталов усилила экономическую неопределенность в условиях хозяйствования.

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 (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.

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

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.

### *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, 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 от реализации нефти и нефтепродуктов признается на момент перехода к покупателю прав собственности на них, 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.

В отношении хозяйственных операций в Российской Федерации и для большинства хозяйственных операций, осуществляемых за пределами Российской Федерации, 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.

В отношении некоторых хозяйственных операций, осуществляемых за пределами Российской Федерации, там, где доллар США не является функциональной валютой и экономика не гиперинфляционна, 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 2009, 2008 и 2007 гг. валютный курс составлял 30,24, 29,38 и 24,55 руб. за 1 долл. США соответственно.

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

Рубль и валюты других стран бывшего Советского Союза не являются свободно конвертируемыми валютами за пределами этих государств, поэтому любой пересчет сумм, выраженных в рублях или иной валюте, в доллары США не должен рассматриваться как утверждение, что суммы в рублях или иной валюте были, могли быть или могут быть в будущем конвертированы в доллары США по указанному или какому-либо другому валютному курсу.

### ***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.

### ***Денежные средства, ограниченные в использовании***

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

### ***Дебиторская задолженность и векселя к получению***

Дебиторская задолженность и векселя к получению отражены 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 такой дебиторской задолженности.

### ***Запасы***

Начиная с 1 января 2009 г. Группа приняла решение изменить метод учета готовой продукции и товаров, приобретенных для перепродажи, с метода учета по средневзвешенной стоимости на метод учета по стоимости первого по времени приобретения или выработки (ФИФО). Руководство считает, что метод учета затрат ФИФО для указанных категорий запасов более предпочтителен по причине того, что он отражает результаты наиболее последней по времени деловой активности, позволяет наиболее оперативно отражать результаты деятельности и представляет наилучшее соответствие между затратами и соответствующей реализацией. Группа определила, что ретроспективно определить накопленный эффект от применения такого изменения не представляется возможным из-за отсутствия необходимой информации.

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.

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

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.

***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, а также 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 скважин, 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.

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

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.

***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, как минимум ежегодно. 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 сравнение 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.

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

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.

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

### *Заемные средства*

Заемные средства 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.

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.

Группа признает статус фондирования всех пенсионных планов с установленными выплатами в бухгалтерском 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.

### *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 конвертирования 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.

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

### *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 (события) 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.

### *Использование производных финансовых инструментов*

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено участием в определенных торговых сделках с нефтепродуктами, а также хеджированием ценовых рисков вне ее основной деятельности по физическим поставкам нефти и нефтепродуктов. 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.

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

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

***Новые стандарты учета***

В феврале 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (ОСУ) № 2010-09, которое дополняет Кодификацию учетных стандартов (КУС) № 855 (бывшее Положение № 165 «События после отчетной даты»), выпущенное в мае 2009 г. Группа применила КУС № 855, начиная с финансовой отчетности за второй квартал 2009 г. Данные Стандарты определяют требования по учету и раскрытию информации, которая связана с событиями после отчетной даты, и требуют от руководства компании, которая готовит отчетность согласно требованиям Комиссии по ценным бумагам и биржам США или имеет обязательства по ценным бумагам, которые обращаются на открытом рынке, оценивать эти события до даты, когда финансовая отчетность была опубликована. Компании, не отвечающие этим критериям, обязаны оценивать такие события до даты, когда отчетность готова к публикации, а также раскрывать дату, до которой проводилась оценка событий после отчетной даты. Группа определила, что она обязана оценивать события до даты, когда отчетность готова к публикации, и применила положения ОСУ № 2010-09, начиная с финансовой отчетности за 2009 г.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-01 «Учет выплат акционерам акциями и денежными средствами», которое определяет, как компания должна учитывать дивиденды, выплачиваемые акциями, в определенных случаях, когда акционер должен сделать выбор между получением денежных средств или акций, при условии наличия ограничений по суммам дивидендов, выдаваемых денежными средствами. Дивиденды, выплачиваемые акциями, должны учитываться как выпуск акций для распределения и влиять на базовую прибыль по акциям, скорректированную с момента их выпуска. До момента распределения дивидендов обязательства компании по выпуску акций будут отражаться в составе разведенных доходов на акцию в соответствии с руководством КУС № 260, описывающим контракты, которые могут быть исполнены акциями. Данное ОСУ применяется для промежуточных и годовых периодов, закончившихся после 15 декабря 2009 г. Группа применила ОСУ № 2010-01 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-01 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-02 «Учет и раскрытие снижения доли владения в дочерней компании – основные области действия», которое проясняет область действия подраздела КУС № 810-10 «Консолидация – общий обзор». Данное ОСУ устанавливает, что руководство в подразделе КУС № 810-10 «Консолидация – общий обзор» по учету снижения доли владения в дочерней компании применяется к: 1) дочерней компании или группе активов, которые образуют бизнес или представляют собой некоммерческую деятельность; 2) дочерней компании или группе активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, которые преобразуются в инвестиции, учитываемые по методу долевого участия или совместные предприятия; 3) обмену группы активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, на неконтролируемую долю в компании. Если доля владения компании в дочерней компании, которая не является бизнесом или не представляет собой некоммерческую деятельность, снижается, то в общем случае применяются другие правила, основанные на сути операции. Изменения определяют также, что данное руководство по учету снижения доли владения в дочерней компании не применяется, если сутью операции является продажа недвижимости или передача нефтегазового имущества. Данное ОСУ применяется для промежуточных и годовых отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2009 г. и должно применяться ретроспективно начиная с первого периода, когда компания применила КУС № 810.

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

Группа применила ОСУ № 2010-02 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-02 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-03 «Деятельность по добыче полезных ископаемых – нефть и газ (Раздел 932): Оценка запасов и раскрытия по нефтегазовой деятельности». Основные положения ОСУ № 2010-03 следующие: 1) расширение определения деятельности по добыче нефти и газа и включение в объемы добычи углеводородов, которые могут быть проданы, в твердом, жидком или газообразном состоянии, извлекаемых из нефтеносных песков, сланцев, угольных пластов или других невозобновляемых ресурсов, которые есть намерение преобразовать в синтетические нефть или газ, а также включение предпринимаемой для такой добычи деятельности в деятельность по добыче нефти и газа; 2) компании должны использовать цену первого дня каждого месяца за период 12 месяцев (средняя двенадцатимесячная цена) при расчете доказанных запасов нефти и газа и определении соответствующей стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств; 3) от компаний требуется отдельное раскрытие информации об объемах запасов и отдельное раскрытие показателей финансовой отчетности для регионов, в которых запасы больше или равны 15% от общего объема доказанных запасов; 4) отдельные раскрытия для консолидируемых компаний и компаний, учитываемых по методу долевого участия. ОСУ № 2010-03 применяется для годовых отчетных периодов, закончившихся 15 декабря 2009 г. и позднее. Группа применила ОСУ № 2010-03 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-02 не оказало существенного влияния на оценку запасов нефти и газа, результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2009 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал изменения к КУС № 810 (бывшая Интерпретация № 46(R) «Консолидация предприятий с переменной долей участия»), в которых рассматриваются эффекты от применения понятия предприятия специального назначения. В частности, измененный Стандарт требует применения качественного, а не количественного подхода при определении основного выгодополучателя в предприятии с переменной долей участия, дополняет указания по определению основного выгодополучателя при вовлечении связанных сторон, а также по определению предприятия с переменной долей участия. Кроме того, измененный Стандарт требует оценки определения основного выгодополучателя предприятия с переменной долей участия на регулярной основе. Измененный Стандарт применяется с 1 января 2010 г. Группа ожидает, что применение КУС № 810 не окажет существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

В июне 2009 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 105 (бывшее Положение № 168 «Кодификация учетных стандартов Комитета по стандартам финансового учета и иерархия принципов бухгалтерского учета, общепринятых в США»). Кодификация учетных стандартов Комитета по стандартам финансового учета (Кодификация) стала единственным официальным источником для принципов бухгалтерского учета, общепринятых в США (ОПБУ), признаваемым Комитетом по стандартам финансового учета и применяемым неправительственными компаниями за исключением правил и интерпретаций Комиссии по ценным бумагам и биржам, которые являются также официальным источником для компаний, зарегистрированных Комиссией по ценным бумагам и биржам. Изменения, устанавливаемые КУС № 105, разделяют неправительственные ОПБУ США на официальную Кодификацию и руководство, не являющееся официальным. Содержание Кодификации будет иметь ту же степень обязательности исполнения, отменяя четырехуровневую иерархию ОПБУ, установленную до этого Положением № 162.

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

Кодификация заменит все существующие стандарты по учету и финансовой отчетности, выпущенные не Комиссией по ценным бумагам и биржам. Весь остальной печатный материал по учету, выпущенный не Комиссией по ценным бумагам и биржам, применявшийся до вступления Кодификации в силу и не включенный в Кодификацию, станет неофициальным. Данный Стандарт применяется для выпущенной промежуточной или годовой финансовой отчетности за периоды, закончившиеся после 15 сентября 2009 г. Группа применяет требования КУС № 105 начиная с третьего квартала 2009 г. Применение требований КУС № 105 не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал изменения к КУС № 310, 320, 323, 405, 460, 470, 712, 715, 810, 815, 860, 954 и 958 (бывшая Позиция по Положению № 140-4 и Интерпретации 46(R)-8 «*Раскрытие информации о передаче финансовых активов и долей в предприятиях с переменной долей участия*»). Данные изменения требуют дополнительных раскрытий о передаче финансовых активов и требуют от публичных компаний (в том числе от компаний, имеющих переменную долю участия в предприятиях с переменной долей участия) предоставлять дополнительные раскрытия об их вовлеченности в деятельность предприятий с переменной долей участия. Изменения к Стандартам применяются Группой начиная с четвертого квартала 2008 г. Применение изменений к Стандартам не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В марте 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 815 (бывшее Положение № 161 «*Раскрытие информации о производных финансовых инструментах и операциях хеджирования*»). Данный Стандарт меняет принципы отражения в отчетности производных финансовых инструментов и операций хеджирования путем дополнительного раскрытия эффекта этих операций на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки компании. Группа применяет требования КУС № 815 начиная с первого квартала 2009 г. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 805 (бывшее Положение № 141 (Пересмотренное) «*Приобретение компаний*»). Данный Стандарт применяется ко всем сделкам, в результате которых организация приобретает контроль над одним или несколькими предприятиями. В апреле 2009 г. данный Стандарт был изменен таким образом, чтобы организация полностью признавала справедливую стоимость активов и обязательств, приобретенных в ходе сделки, признавала и определяла деловую репутацию в результате приобретения или прибыль от приобретения, а также модифицирует требования по раскрытию информации. Группа применяет КУС № 805 к приобретениям, произошедшим после 31 декабря 2008 г. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 810 (бывшее Положение № 160 «*Неконтролируемые доли в консолидированной финансовой отчетности – поправка к ARB № 51*»). Данный Стандарт применяется ко всем организациям, подготавливающим консолидированную финансовую отчетность (кроме некоммерческих организаций), которые имеют неконтролируемые доли (или доли меньшинства) в своих дочерних компаниях, а также к тем организациям, которые должны деконсолидировать дочерние компании. Стандарт меняет отражение в консолидированном балансе неконтролируемой доли, устанавливает единый метод учета изменений в доле, которой владеет материнская организация, в случаях, когда не происходит деконсолидация, и требует от материнской организации признавать прибыли и убытки при деконсолидации дочерних компаний. Группа применяет требования КУС № 810 с первого квартала 2009 г. за исключением требований по раскрытию информации, которые должны быть применены к предшествующим периодам. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

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

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 470, 825 и 954 (бывшее Положение № 159 «*Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости*»). Данные Стандарты расширяют возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешают компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании должны учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Группа применяет требования данных Стандартов начиная с первого квартала 2008 г. и решила не применять оценку по справедливой стоимости для своих финансовых активов и обязательств, которые еще не отражаются по справедливой стоимости в соответствии с другими Стандартами учета. В силу этого применение требований данных Стандартов не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 820 (бывшее Положение № 157 «*Оценка справедливой стоимости*»), которое устанавливает единое официальное определение справедливой стоимости, вводит систему оценки справедливой стоимости и дополнительные требования к раскрытиям в отношении оценки справедливой стоимости. Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет требования КУС № 820 в полном объеме. В силу того, что обычно отсутствуют котировки рыночных цен на долгосрочные активы, Группа определяет их справедливую стоимость используя метод дисконтированной стоимости будущих денежных поступлений от использования этих активов или используя данные о совершенных рыночных сделках с подобными активами в прошлых периодах, где это возможно. Справедливая стоимость, используемая для первоначального признания обязательств, связанных с окончанием использования активов, определяется на основе метода дисконтированной стоимости ожидаемых будущих расходов на ликвидацию и демонтаж. Стоимость таких расходов определяется исходя из стоимости услуг по ликвидации и демонтажу, оказываемых третьими сторонами. Применение требований данного Стандарта не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Денежные средства в рублях	557	444
Денежные средства в иностранной валюте	1 384	1 425
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	131	132
Денежные средства в связанных банках в рублях	174	182
Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте	28	56
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>2 274</b>	<b>2 239</b>

**Примечание 4. Неденежные операции**

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

	2009	2008	2007
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	20	29	36
Неденежные приобретения	100	1 969	-
Погашение обязательства по программе вознаграждения, основанной на стоимости акций	-	-	537
<b>Итого неденежные операции</b>	<b>120</b>	<b>1 998</b>	<b>573</b>

**Примечание 4. Неденежные операции (продолжение)**

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

	2009	2008	2007
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	8 923	13 559	9 715
Неденежные приобретения	100	1 969	-
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	20	29	36
<b>Итого инвестиционная деятельность</b>	<b>9 043</b>	<b>15 557</b>	<b>9 751</b>

**Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению, за минусом резерва по сомнительным долгам**

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 191 и 133 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	4 389	3 466
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 205	855
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 41 и 38 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	341	748
<b>Итого дебиторская задолженность и векселя к получению</b>	<b>5 935</b>	<b>5 069</b>

**Примечание 6. Запасы**

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Нефть и нефтепродукты	4 391	2 693
Материалы для добычи и бурения	387	439
Материалы для нефтепереработки	37	35
Прочие товары, сырье и материалы	617	568
<b>Итого запасы</b>	<b>5 432</b>	<b>3 735</b>

**Примечание 7. Финансовые вложения**

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	4 754	2 988
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	1 176	251
Прочие долгосрочные финансовые вложения	14	30
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>	<b>5 944</b>	<b>3 269</b>

**Примечание 7. Финансовые вложения (продолжение)****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.

	2009		2008		2007	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	5 139	2 275	4 590	2 144	2 930	1 382
Прибыль до налога на прибыль	1 305	478	1 602	807	1 398	650
Минус налог на прибыль	(407)	(127)	(869)	(432)	(605)	(303)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>898</b>	<b>351</b>	<b>733</b>	<b>375</b>	<b>793</b>	<b>347</b>

	По состоянию на 31 декабря 2009		По состоянию на 31 декабря 2008	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	6 796	1 524	2 023	982
Основные средства	18 877	5 284	5 872	2 841
Прочие внеоборотные активы	607	240	544	269
<b>Итого активы</b>	<b>26 280</b>	<b>7 048</b>	<b>8 439</b>	<b>4 092</b>
Краткосрочные займы и кредиты	442	274	158	47
Прочие краткосрочные обязательства	3 982	817	1 188	557
Долгосрочные займы и кредиты	7 769	732	890	392
Прочие долгосрочные обязательства	1 633	471	220	108
<b>Чистые активы</b>	<b>12 454</b>	<b>4 754</b>	<b>5 983</b>	<b>2 988</b>

В декабре 2009 Группа приобрела оставшуюся 46,0%-ю долю в зависимой компании ЛУКАРКО Б.В. за 1,6 млрд долл. США, таким образом увеличив долю владения до 100%. ЛУКАРКО Б.В. является холдинговой компанией, владеющей 5%-й долей в совместном предприятии, разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, – Тенгизшевройл, и 12,5%-й долей в Каспийском трубопроводном консорциуме (далее – КТК), который транспортирует казахскую и российскую нефть к морскому терминалу в Новороссийске. Вследствие этого Группа увеличила долю владения в Тенгизшевройле с 2,7 до 5% и долю владения в КТК с 6,75 до 12,5%. Первый платеж в сумме 300 млн долл. США был уплачен в декабре 2009 г., оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее двух лет после приобретения. Группа учитывает инвестиции в Тенгизшевройл и КТК по методу долевого участия.

В июне 2009 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Тоталь» о покупке 45%-й доли в нефтеперерабатывающем заводе «ТРН» (Нидерланды). Сделка была завершена в сентябре 2009 г. приблизительно за 700 млн долл. США. Группа осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в нефтеперерабатывающем заводе. Завод имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», большие объемы прямогонного мазута и вакуумного газойля, что позволит интегрировать его в систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов Группы. Завод с индексом сложности Нельсона 9,8 имеет мощность по первичной переработке нефти 7,9 млн т в год и мощность установки гидрокрекинга около 3,4 млн т в год. Данное приобретение сделано в соответствии с планами Группы по наращиванию перерабатывающих мощностей в Европе.

**Примечание 7. Финансовые вложения (продолжение)**

В июне 2008 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «ERG S.p.A.» о создании совместного предприятия по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ», расположенным в районе города Приоло (Италия). В декабре 2008 г. Группа завершила приобретение 49%-й доли в совместном предприятии за 1,45 млрд евро (приблизительно 1,83 млрд долл. США). В декабре 2008 г. компания Группы заплатила 600 млн евро (приблизительно 762 млн долл. США). Оставшаяся сумма была уплачена в феврале 2009 г. Продавец имеет опцион «пут», исполнение которого может увеличить долю Группы в предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» до 100%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. справедливая стоимость этого опциона для Группы была равна нулю. Соглашение предусматривает, что каждый из участников осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в совместном предприятии. Комплекс «ИСАБ» имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», и Группа намерена полностью интегрировать свою долю в производственных мощностях нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ» в свою систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов. Мощность нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ» составляет 16 млн т в год. В состав нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ» входят также три морских причала и резервуарный парк объемом 3 700 тыс. куб. м.

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2009	по состоянию на 31 декабря 2008	по состоянию на 31 декабря 2009	по состоянию на 31 декабря 2008
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	23 465	21 663	13 878	12 784
Европейская часть России	24 908	23 111	17 761	17 103
За рубежом	6 371	5 910	5 170	5 009
<b>Итого</b>	<b>54 744</b>	<b>50 684</b>	<b>36 809</b>	<b>34 896</b>
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	6	122	5	107
Европейская часть России	10 228	9 752	6 923	6 829
За рубежом	6 849	6 462	4 783	4 633
<b>Итого</b>	<b>17 083</b>	<b>16 336</b>	<b>11 711</b>	<b>11 569</b>
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	186	178	94	89
Европейская часть России	3 951	3 618	3 491	3 385
За рубежом	189	200	123	149
<b>Итого</b>	<b>4 326</b>	<b>3 996</b>	<b>3 708</b>	<b>3 623</b>
<b>Итого основные средства</b>	<b>76 153</b>	<b>71 016</b>	<b>52 228</b>	<b>50 088</b>

В декабре 2009 г. Компания провела ежегодный тест на обесценение своих активов разведки и добычи. Тест был основан на геологических моделях и программах развития, которые пересматриваются на ежегодной основе. В результате теста Компания признала убыток от обесценения определенных активов в Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионе России в сумме 238 млн долл. США. Справедливая стоимость данных активов была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа также признала убыток от обесценения инвестиций в проект Анаран в Иране в сумме 63 млн долл. США в связи с невозможностью осуществления дальнейших работ на месторождении из-за наличия экономических санкций со стороны Правительства США.

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

В июне 2008 г. Компания провела тест на обесценение определенных активов разведки и добычи, расположенных на нефтяных месторождениях в Тимано-Печорском регионе России, что было связано с пересмотром геологических моделей. Такой пересмотр вызвал снижение планируемых объемов разработки этих нефтяных месторождений. Справедливая стоимость данных активов была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков. В результате Компания признала убыток от обесценения в сумме 156 млн долл. США. В декабре 2008 г. Группа признала убыток от обесценения заправочных станций, расположенных в США, в сумме 58 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 1 199 млн долл. США и 728 млн долл. США соответственно. Из них 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 2009 и 2008 гг.

	2009	2008
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	728	821
Расход от начисления обязательств	63	78
Новые обязательства	146	54
Изменения в оценке существующих обязательств	311	(88)
Расходы по существующим обязательствам	(7)	(8)
Выбытие имущества	(13)	(3)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(29)	(126)
<b>Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря</b>	<b>1 199</b>	<b>728</b>

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2009 и 2008 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. Деловая репутация и прочие нематериальные активы**

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	419	500
Лицензии и прочие нематериальные активы	465	335
Деловая репутация	769	324
<b>Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы</b>	<b>1 653</b>	<b>1 159</b>

Вся деловая репутация относится к сегменту переработки, торговли и сбыта.

**Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы (продолжение)**

В четвертом квартале 2009 г. Группа признала деловую репутацию, связанную с приобретением 100%-й доли в группе «Акпет», 100%-х долей в ООО «Смоленскнефтеснаб», ООО «Компания «Ай. Эр. Ти. Инвестмент», ООО «ПМ-Инвест» и ООО «Ретайер хаус» и 100%-х долей в ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» в сумме 114 млн долл. США, 165 млн долл. США и 196 млн долл. США соответственно (см. Примечание 16. «Приобретение новых компаний»).

В декабре 2008 г. Группа признала убыток от обесценения деловой репутации, связанной с приобретением компании «Беопетрол», в сумме 100 млн долл. США, что связано с изменением условий хозяйственной деятельности. Компания «Беопетрол» является маркетинговой и сбытовой компанией, оперирующей сетью заправок станций в Сербии. Справедливая стоимость компании «Беопетрол» была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков.

**Примечание 10. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности**

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	442	2 301
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	77	-
Рублевые облигации со ставкой 13,5%	496	-
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 043	931
<b>Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности</b>	<b>2 058</b>	<b>3 232</b>

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 282 млн долл. США и 1 529 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 76 млн долл. США и 676 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 18 млн долл. США и 70 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составляла 2,02% и 5,15% годовых соответственно.

***Рублевые облигации***

В июне 2009 г. Компания выпустила 15 млн штук краткосрочных биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Облигации были размещены по номинальной стоимости на срок 364 дня. Ставка купона составила 13,5% годовых, купон выплачивается в конце срока погашения.

**Примечание 11. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам**

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 3 967 и 3 333 млн долл. США на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	4 043	3 384
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	1 939	2 165
Облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	895	-
Облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	500
Облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	595	-
Облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	500
Рублевые облигации со ставкой 7,25% и сроком погашения в 2009 г.	-	204
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	265	272
Рублевые облигации со ставкой 8,00% и сроком погашения в 2012 г.	-	8
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	827	-
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	331	-
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	198	204
<u>Долгосрочные обязательства по аренде</u>	<u>215</u>	<u>271</u>
Общая сумма долгосрочной задолженности	10 308	7 508
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 043)	(931)
<b>Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам</b>	<b>9 265</b>	<b>6 577</b>

***Долгосрочные кредиты и займы***

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 3 493 млн долл. США и 2 844 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 487 млн долл. США и 375 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 42 млн долл. США и 112 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2010 до 2021 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составляла 2,77% и 4,09% годовых соответственно. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 15% от общей суммы долгосрочной задолженности по кредитам и займам обеспечено экспортными поставками и основными средствами.

Компания имеет обеспеченный кредит, полученный от банка «Дойче Банк АГ», с задолженностью в сумме 1 200 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2012 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 4,0% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио-Мицубуши UFJ», «ИНГ Банк», «Мизухо Корпорейт Банк» и «ВестЛБ», с задолженностью в сумме 860 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2013 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (три месяца) плюс 0,85% до ЛИБОР (три месяца) плюс 0,95% годовых.

**Примечание 11. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)**

Две компании Группы имеют необеспеченные займы, организованные банками «АБН АМРО Банк», «Банк Токио-Мицубуши UFJ», «Барклайз Кэпитал», «БНП Париба», «Ситибанк», «Дрезднер Клейнворт», «ИНГ Банк» и «ВестЛБ», с общей суммой задолженности 424 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2011 г. Процентная ставка по данным заимствованиям составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 3,25% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, полученный от Европейского банка реконструкции и развития, с задолженностью в сумме 258 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 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 175 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 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 129 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2019 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,125% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, организованный банками «АБН АМРО Банк» и «Калион», с задолженностью в сумме 125 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2012 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 0,40% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «БНП Париба», с задолженностью в сумме 119 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2018 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР (шесть месяцев) плюс 0,15% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 100 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения в 2011 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (один месяц) плюс 0,90% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 239 млн долл. США с датами погашения от 2010 до 2021 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 4,12% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 414 млн долл. США с датами погашения от 2010 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 2,16% годовых.

**Примечание 11. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)**

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 1 939 млн долл. США, подлежащих уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 660 млн долл. США, выданных компанией «КонокоФиллипс» совместному предприятию ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ, см. Примечание 17. «Консолидация предприятия с переменной долей участия»). По данным соглашениям ставки процентов фиксированы и составляют от 6,8 до 8,2% годовых. Эти соглашения являются частью стратегического альянса с компанией «КонокоФиллипс». Данное финансирование используется для развития добычи нефти и сбытовой инфраструктуры в Тимано-Печорском регионе России.

***Облигации в долларах США***

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 их номинальной стоимости. Итоговая доходность первого транша составила 6,500%. Вторым 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 их номинальной стоимости. Итоговая доходность второго транша составила 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. Облигации 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. Облигации были размещены по номинальной стоимости на срок 1 092 дня. Облигации имеют 182-дневный купон и купонную доходность 13,35% годовых.

В январе 2007 г. ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее – ТГК-8), приобретенная в 2008 г. компания (см. Примечание 16. «Приобретение новых компаний»), выпустила 3,5 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Эти облигации были размещены по номинальной стоимости со сроком обращения 5 лет и ставкой купона 8,0% годовых, по ним выплачивается полугодовой купон. До конца мая 2009 г. ТГК-8 погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

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 облигаций было размещено со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. Облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон.

### **Примечание 11. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)**

В ноябре 2004 г. Компания выпустила 6 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию и сроком погашения 23 ноября 2009 г. По облигациям выплачивался полугодовой купон в размере 7,25% годовых. В ноябре 2009 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

#### *Период погашения долгосрочных кредитов*

Суммы подлежащих погашению в течение последующих пяти лет долгосрочных долговых обязательств, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 043 млн долл. США в 2010 г., 1 890 млн долл. США в 2011 г., 2 105 млн долл. США в 2012 г., 524 млн долл. США в 2013 г., 1 094 млн долл. США в 2014 г. и 3 652 млн долл. США в последующие годы.

### **Примечание 12. 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.

Деятельность Группы в Российской Федерации до 1 января 2009 г. облагалась налогом на прибыль, включающим федеральную ставку в размере 6,5% и региональную ставку, которая варьировалась от 13,5 до 17,5% по усмотрению региональных органов власти. Начиная с 1 января 2009 г. федеральная ставка налога на прибыль составляет 2,0%, а региональная ставка варьируется от 13,5 до 18,0%. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным юрисдикциями, в которых они были совершены.

По состоянию на 1 января 2009 и 2008 гг., а также в течение 2009, 2008 и 2007 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 2007 г.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2009 г.), ни сейчас в налоговом законодательстве Российской Федерации не было и нет положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем ее уменьшения за счет убытков другой компании Группы. Убытки любой российской компании Группы для целей налогообложения могут быть полностью или частично зачтены ей в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка.

**Примечание 12. Налоги (продолжение)**

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

	2009	2008	2007
По России	9 013	12 767	11 699
За рубежом	50	(73)	1 316
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>	<b>9 063</b>	<b>12 694</b>	<b>13 015</b>

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2009	2008	2007
Текущий налог на прибыль			
По России	1 677	3 614	2 940
За рубежом	245	553	470
Итого текущий налог на прибыль	1 922	4 167	3 410
Отложенный налог на прибыль			
По России	98	(523)	77
За рубежом	(26)	(177)	(38)
Итого расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	72	(700)	39
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>1 994</b>	<b>3 467</b>	<b>3 449</b>

Ниже приводится сопоставление величины расходов по налогу на прибыль, рассчитанной с применением суммарной ставки налога на прибыль по российскому законодательству, с величиной фактических расходов по налогу на прибыль.

	2009	2008	2007
Прибыль до налогообложения	9 063	12 694	13 015
Условная сумма налога по установленной в России ставке	1 813	3 047	3 123
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	252	792	372
влияния различия налоговых ставок за рубежом	68	159	84
эффекта законодательно установленного изменения налоговых ставок	-	(299)	-
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(251)	(261)	(237)
изменения величины оценочного резерва	112	29	107
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>1 994</b>	<b>3 467</b>	<b>3 449</b>

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2009	2008	2007
Налог на добычу полезных ископаемых	5 452	12 267	8 482
Социальные налоги и отчисления	399	512	442
Налог на имущество	470	405	313
Прочие налоги и отчисления	153	280	130
<b>Итого налоги (кроме налога на прибыль)</b>	<b>6 474</b>	<b>13 464</b>	<b>9 367</b>

**Примечание 12. Налоги (продолжение)**

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Прочие оборотные активы	66	92
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	549	521
Прочие краткосрочные обязательства	(50)	(49)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 080)	(2 116)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(1 515)</b>	<b>(1 552)</b>

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Дебиторская задолженность	42	50
Долгосрочные обязательства	295	208
Запасы	5	17
Основные средства	209	226
Кредиторская задолженность	28	10
Перенос убытков прошлых периодов	555	578
Прочие	132	166
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 266	1 255
Минус оценочный резерв	(397)	(285)
<b>Активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>869</b>	<b>970</b>
Основные средства	(2 189)	(2 226)
Кредиторская задолженность	(6)	(4)
Дебиторская задолженность	(7)	(21)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(58)	(118)
Запасы	(68)	(57)
Финансовые вложения	(16)	-
Прочие	(40)	(96)
<b>Обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(2 384)</b>	<b>(2 522)</b>
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(1 515)</b>	<b>(1 552)</b>

В результате приобретения активов и новых компаний в течение 2009 и 2008 гг. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 35 млн долл. США и 891 млн долл. США соответственно. В 2009 г. Группа также завершила распределение стоимости приобретений предыдущего года. В результате обязательства по отложенному налогу на прибыль были уменьшены на 140 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 17 261 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.

**Примечание 12. Налоги (продолжение)**

В соответствии с КУС № 830 (бывшее Положение о стандартах финансового учета № 52 «Учет курсовых разниц») и КУС № 740 (бывшее Положение о стандартах финансового учета № 109 «Учет налога на прибыль») 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, не признаются. В соответствии с КУС № 740 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 2009 и 2008 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2009 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 273 млн долл. США, из которых 757 млн долл. США должны быть использованы в 2010 г., 82 млн долл. США – до 2011 г., 196 млн долл. США – до 2012 г., 322 млн долл. США – до 2013 г., 58 млн долл. США – до 2014 г., 58 млн долл. США – до 2015 г., 9 млн долл. США – до 2016 г., 2 млн долл. США – до 2017 г., 12 млн долл. США – до 2018 г., 31 млн долл. США – до 2019 г., 1 млн долл. США – до 2020 г., 67 млн долл. США – до 2026 г., 77 млн долл. США – до 2027 г., 202 млн долл. США – до 2028 г., 2 млн долл. США – до 2035 г. и 397 млн долл. США не ограничены сроком использования.

**Примечание 13. 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.

Основной составляющей пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволяет работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получать при выходе на пенсию единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника, но не более 2% (до 2009 г. – 7%) от его годовой заработной платы. 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 2008 и 2007 гг. Сумма была определена с помощью формулы, рассчитанной исходя из сроков предыдущей службы и соответствующей заработной платы по состоянию на 31 декабря 2003 г.

**Примечание 13. Пенсионное обеспечение (продолжение)**

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
<b>Пенсионные обязательства</b>		
Пенсионные обязательства на 1 января	288	328
Влияние курсовых разниц	(7)	(56)
Стоимость вклада текущего года службы	17	22
Процентные расходы	23	19
Изменения пенсионного плана	6	21
Актуарный убыток	(3)	(5)
Приобретения	8	1
Выплаченные пенсии	(30)	(42)
Прибыль от секвестра	(11)	-
<b>Пенсионные обязательства на 31 декабря</b>	<b>291</b>	<b>288</b>
<b>Активы пенсионного плана</b>		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	88	108
Влияние курсовых разниц	(1)	(18)
Рентабельность активов пенсионного плана	12	6
Взносы компаний Группы	45	35
Выбытия	(6)	(1)
Выплаченные пенсии	(30)	(42)
<b>Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря</b>	<b>108</b>	<b>88</b>
Статус фондирования	(183)	(200)
<b>Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.</b>		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(143)	(164)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(40)	(36)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Ставка дисконтирования	8,70%	9,00%
Ставка роста заработной платы	8,10%	8,61%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2009 и 2008 гг.

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Ставка дисконтирования	9,00%	6,34%
Ставка роста заработной платы	8,61%	8,12%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,89%	10,49%

**Примечание 13. Пенсионное обеспечение (продолжение)**

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2009	2008
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	96	92
Неотраженная актуарная прибыль	(10)	(5)
<b>Итого затраты</b>	<b>86</b>	<b>87</b>

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2009 и 2008 гг.

	2009	2008
Дополнительная прибыль за период	(5)	(1)
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	6	21
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(2)	(11)
<b>Чистая сумма, признанная за период</b>	<b>(1)</b>	<b>9</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.

В дополнение к активам пенсионного плана НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» 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 других 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	
	2009	2008
Векселя российских эмитентов	3%	6%
Российские корпоративные облигации	25%	36%
Российские муниципальные облигации	4%	2%
Депозиты в банках	42%	22%
Акции российских эмитентов	8%	10%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	2%	2%
Акции в инвестиционных фондах	14%	20%
Прочие активы	2%	2%
	100%	100%

**Примечание 13. Пенсионное обеспечение (продолжение)**

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 и векселя банков 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.

	2009	2008	2007
Пенсии, заработанные в течение года	17	22	15
Процентные расходы	23	19	16
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(10)	(11)	(9)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	2	11	8
Актuarная прибыль	-	-	(1)
Прибыль от секвестра	(11)	-	-
<b>Итого расходы за период</b>	<b>21</b>	<b>41</b>	<b>29</b>

Общий взнос работодателя в 2010 г. ожидается в размере 40 млн долл. США. Сумма 13 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2010 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы, связанные с пенсионными и другими социальными выплатами долгосрочного характера.

	2010	2011	2012	2013	2014	За годы 2010 – 2014	За годы 2015 – 2019
Пенсионные выплаты	54	13	14	13	13	107	49
Прочие долгосрочные выплаты работникам	40	19	19	19	20	117	106
<b>Итого предполагаемые выплаты</b>	<b>94</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>224</b>	<b>155</b>

**Примечание 14. Акционерный капитал****Обыкновенные акции**

	По состоянию на 31 декабря 2009 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2008 (тыс. штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850 563	850 563
Акции у дочерних компаний, не входящие в акции в обращении	(82)	(82)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(3 836)	(3 836)
<b>Акции в обращении</b>	<b>846 645</b>	<b>846 645</b>

#### **Примечание 14. Акционерный капитал (продолжение)**

##### *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 2009, 2008 и 2007 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 45 148 млн руб., 66 926 млн руб. и 64 917 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляет 1 493 млн долл. США, 2 278 млн долл. США и 2 645 млн долл. США соответственно.

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.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 26 июня 2008 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2007 г. в размере 42,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,78 долл. США.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2007 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2006 г. в размере 38,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,47 долл. США.

##### *Прибыль на одну акцию*

Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, составило 846 646 тыс. штук, 840 108 тыс. штук и 828 501 тыс. штук в течение 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Показатели разводненной прибыли не раскрываются, так как отсутствуют условия разводнения прибыли, относящейся к держателям обыкновенных акций.

#### **Примечание 15. Финансовые инструменты**

##### *Справедливая стоимость финансовых инструментов*

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской задолженности и векселей к получению, 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.

**Примечание 15. Финансовые инструменты (продолжение)**

Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составила 9 976 млн долл. США и 5 425 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 2009 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 КУС № 220, 310, 440 и 815 (бывшее Положение № 133 «Учет производных финансовых инструментов и операций хеджирования»), все прибыли и убытки от операций с производными финансовыми инструментами, как реализованные, так и нереализованные, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

КУС № 815 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).

**Примечание 15. Финансовые инструменты (продолжение)**

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

	По состоянию на 31 декабря 2009				По состоянию на 31 декабря 2008			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
<b>Активы</b>								
Товарные производные финансовые инструменты	-	1 065	-	<b>1 065</b>	-	1 995	-	<b>1 995</b>
<b>Итого активы</b>	-	<b>1 065</b>	-	<b>1 065</b>	-	<b>1 995</b>	-	<b>1 995</b>
<b>Обязательства</b>								
Товарные производные финансовые инструменты	-	(1 110)	-	<b>(1 110)</b>	-	(1 655)	-	<b>(1 655)</b>
<b>Итого обязательства</b>	-	<b>(1 110)</b>	-	<b>(1 110)</b>	-	<b>(1 655)</b>	-	<b>(1 655)</b>
<b>Чистые (обязательства) активы</b>	-	<b>(45)</b>	-	<b>(45)</b>	-	<b>340</b>	-	<b>340</b>

Указанная выше стоимость основана на анализе каждого контракта, являющегося минимальной единицей учета, согласно требованиям КУС № 820; 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 изменениями 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 колебания 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, отличающиеся от средних рыночных цен.

Справедливая стоимость активов и обязательств по товарным производным финансовым инструментам по состоянию на 31 декабря 2009 г. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2009
<b>Активы</b>	
Дебиторская задолженность	1 065
<b>Обязательства</b>	
Кредиторская задолженность	1 110

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

**Примечание 15. Финансовые инструменты (продолжение)**

В соответствии с требованиями КУС № 815 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). Однако в части активов и обязательств по производным финансовым инструментам, которые являются результатом соответствующих товарных контрактов, был произведен зачет в консолидированном балансе и отражена дебиторская задолженность в сумме 59 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 104 млн долл. США.

Прибыли и убытки 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» и в течение 2009 и 2008 гг. составили чистый убыток в сумме 781 млн долл. США (из которых реализованные убытки составили 406 млн долл. США и нереализованные убытки составили 375 млн долл. США) и чистая прибыль в сумме 902 млн долл. США (из которых реализованная прибыль составила 502 млн долл. США и нереализованная прибыль составила 400 млн долл. США) соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. сальдо по незакрытым товарным производным финансовым инструментам, основная цель которых была 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 обязательствами Группы по инвестиционным проектам, налоговым платежам в местной валюте или по выплате дивидендов.

Справедливая стоимость активов и обязательств по производным финансовым инструментам по валютным операциям по состоянию на 31 декабря 2009 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о прибылях и убытках в течение 2009 г. было несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2009 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.

Кредитный риск внебиржевых производных контрактов Группы, таких как форварды и свопы, исходит от контрагентов по сделке, как правило, от ведущего международного банка или 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 они торгуются на Нью-Йоркской товарной бирже или бирже «Интерконтинентал эксчендж» (ICE Futures).

**Примечание 15. Финансовые инструменты (продолжение)**

Некоторые производные финансовые инструменты Группы содержат условия, требующие от Группы 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 2009 г. у Группы отсутствуют производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 21 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2009 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 16. Приобретение новых компаний**

В течение 2009 г. компания Группы приобрела 25,2% уставного капитала ОАО «РИТЭК» («РИТЭК») за 235 млн долл. США, увеличив долю Группы до 100%. РИТЭК занимается добычей нефти в европейской части России и Западной Сибири.

В первом квартале 2009 г. Группа за 238 млн долл. США приобрела 100%-ные доли в ООО «Смоленскнефтеснаб», ООО «Компания «Ай. Эр. Ти. Инвестмент», ООО «ПМ-Инвест» и ООО «Ретайер хаус», которые являются холдинговыми компаниями, владеющими 96 заправокными станциями и земельными участками в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. Данное приобретение сделано в целях расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 165 млн долл. США деловой репутации, 113 млн долл. США основных средств, 15 млн долл. США прочих активов, 8 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль и 47 млн долл. США прочих обязательств. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

В четвертом квартале 2008 г. Группа приобрела 100%-ные доли в ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» за 493 млн долл. США. ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» являются холдинговыми компаниями, владеющими сетью из 181 заправокных станций в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. Данное приобретение сделано в целях расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 196 млн долл. США деловой репутации, 334 млн долл. США основных средств, 46 млн долл. США прочих активов, 14 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль и 69 млн долл. США прочих обязательств. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

В марте 2008 г. компания Группы подписала соглашение со связанной стороной, руководство и Совет директоров которой включают некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров, о приобретении 64,31%-й доли в ТГК-8 приблизительно за 2 117 млн долл. США. Стоимость приобретения включает 23,55 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость приблизительно равна 1 620 млн долл. США). Сделка была завершена в мае 2008 г.

**Примечание 16. Приобретение новых компаний (продолжение)**

Ниже в таблице приведен расчет справедливой стоимости активов и обязательств ТГК-8 на дату приобретения. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

Денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	724
Прочие оборотные активы	266
Основные средства	2 092
Прочие внеоборотные активы	319
<b>Итого приобретенные активы</b>	<b>3 401</b>
Краткосрочные обязательства	(196)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(357)
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	(149)
Доля меньшинства	(582)
<b>Итого приобретенные обязательства</b>	<b>(1 284)</b>
<b>Приобретенные чистые активы</b>	<b>2 117</b>

В течение периода с мая по декабрь 2008 г. компания Группы приобрела дополнительную долю в ТГК-8 за 1 075 млн долл. США. Эти приобретения увеличили долю владения Группы в ТГК-8 до 95,53%. В результате приобретения дополнительной доли Группа признала основные средства и отложенное обязательство по налогу на прибыль в сумме 802 млн долл. США и 192 млн долл. США соответственно. В течение периода с января по июнь 2009 г. компания Группы приобрела оставшиеся 4,47% уставного капитала ТГК-8 приблизительно за 127 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы до 100%. ТГК-8 является электроэнергетической компанией, которая владеет электростанциями, расположенными в Астраханской, Волгоградской и Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях и Республике Дагестан Российской Федерации. Приобретение было совершено в соответствии с планами Компании по развитию электроэнергетического бизнеса.

В июле 2008 г. компания Группы подписала соглашение о приобретении 100%-й доли в группе «Акпет» за 555 млн долл. США. Сделка по приобретению была завершена в ноябре 2008 г. Соглашение предусматривало три платежа: первый в сумме 250 млн долл. США был уплачен на дату завершения сделки; второй и третий отложенные платежи были выплачены в апреле и октябре 2009 г. Группа «Акпет» управляла 689 заправочными станциями на основании дилерских соглашений и имела в собственности восемь нефтепродуктовых терминалов, пять хранилищ для сжиженного природного газа, три авиазаправочных комплекса и завод по производству и фасовке моторных масел на территории Турции. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 114 млн долл. США деловой репутации, 271 млн долл. США нематериальных активов и 241 млн долл. США основных средств. Стоимость нематериальных активов и основных средств была определена независимым оценщиком.

В марте 2008 г. компания Группы заключила соглашение о приобретении 75 заправочных станций и нефтебазы в Болгарии приблизительно за 367 млн долл. США. Сделка была завершена во втором квартале 2008 г. Группа определила справедливую стоимость приобретенных активов и признала сумму 367 млн долл. США как основные средства.

Эти приобретения не оказали существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2009 и 2008 гг. Соответственно проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

### **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 по управлению деятельностью совместного предприятия, а их эффективные доли владения составляют 70% и 30% соответственно.

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 ее связанной стороны – компании «КонокоФиллипс». Группа также определила, что она является основным выгодополучателем, и консолидировала НМНГ.

Активы НМНГ составляли приблизительно 5,9 млрд долл. США и 7,1 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

Группа и компания «КонокоФиллипс» договорились обеспечивать финансирование НМНГ посредством долгосрочных займов пропорционально своим долям владения. Данные займы подлежат погашению в период с 2035 по 2038 гг. с возможностью пролонгации еще на 35 лет по согласованию обеих сторон. По состоянию на 31 декабря 2009 г. фиксированная процентная ставка по данным займам составляла от 6,8 до 8,2% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. остаток задолженности НМНГ по займам, полученным от компании «КонокоФиллипс», составлял 1 660 млн долл. США и состоял из нескольких займов, средневзвешенная процентная ставка по которым составила 7,79% годовых. Эта сумма включена в состав статьи «Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон».

### **Примечание 18. Гарантии и поручительства**

Компания имеет несколько договоров поручительства. Данные договоры были заключены для улучшения кредитной состоятельности зависимых компаний. Максимальные недисконтированные суммы потенциальных будущих платежей по гарантиям, выданным зависимым компаниям, составили 50 млн долл. США и 161 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

### **Примечание 19. Условные события и обязательства**

#### ***Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы***

Группа владеет и управляет нефтеперерабатывающими заводами в Болгарии («ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД») и Румынии («Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» должны модернизировать нефтеперерабатывающее оборудование, для того чтобы соответствовать требованиям законодательства Европейского союза в области качества производимых нефтепродуктов и защиты окружающей среды. Эти требования более строгие, чем существовавшие до этого требования болгарского и румынского законодательств. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 49 млн долл. США и 44 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» соответственно.

**Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)**

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить 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.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 565 млн долл. США в течение последующих 28 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия», 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 2010 г. оценивается Группой в сумме около 610 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 2010 г. оценивается Группой в сумме около 126 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по приобретению в течение следующих двух лет оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода «Карпатнефтехим Лтд.», расположенного на Украине, в сумме 55 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы ТГК-8 (см. Примечание 16. «Приобретение новых компаний»), 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 2013 г. По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 944 млн долл. США.

***Обязательства по операционной аренде***

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 974 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 185 млн долл. США и 170 млн долл. США в течение 2009 и 2008 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлены следующим образом:

	<b>По состоянию на 31 декабря 2009</b>
2010	276
2011	172
2012	135
2013	104
2014	93
в последующие годы	194

## Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

### *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.

### *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.

**Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)**

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 в трактовке и применении 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.

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. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда 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. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение.

**Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)**

5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. 11 июня 2007 г. Окружной суд вынес постановление о проведении слушаний по рассмотрению доказательств по вопросу о том, распространяется ли на Компанию общая персональная юрисдикция в штате Колорадо. Слушания по вопросу юрисдикции были начаты. 26 июня 2009 г. три кредитора АДК подали Ходатайство о Принудительном Банкротстве против АДК. В конечном счете АДК подтвердила начало процедуры банкротства и дело стало рассматриваться как дело в рамках Главы 11 по приказу от 29 сентября 2009 г. 25 ноября 2009 г. после внесения дополнений в иск АДК перевело дело из Окружного суда Колорадо в Суд по Банкротствам США. 22 декабря 2009 г. Компания подала ходатайство о возможности рассмотрения дела в Окружном суде Колорадо. 31 декабря 2009 г. до того, как было принято решение по ходатайству о возможности рассмотрения дела, АДК подало ходатайство об отзыве упоминания о банкротстве и передаче дела для рассмотрения в Окружном суде США. 3 февраля 2010 г. Суд по Банкротствам США постановил передать ходатайство об отзыве упоминания в Окружной Суд США для дальнейшего рассмотрения. Все дела, находящиеся на рассмотрении суда, также как и исследования обстоятельств являются незаконченными и по ним необходимо решение Суда. Руководство планирует решительно защищать дело. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

В 2008 и 2009 гг. Федеральной антимонопольной службой (ФАС России) были вынесены два решения о признании крупнейших российских нефтяных компаний, включая Компанию и входящие с ней в одну группу лиц нефтеперерабатывающие заводы, нарушившими антимонопольное законодательство в части злоупотребления доминирующим положением на оптовом рынке нефтепродуктов Российской Федерации.

В настоящее время дела об оспаривании нефтеперерабатывающими заводами первого решения ФАС России объединены в одно производство в Арбитражном суде г. Москвы. Очередное судебное заседание назначено на 8 апреля 2010 г.

Второе решение ФАС России было оспорено нефтеперерабатывающими заводами в судах по месту их нахождения. 8 февраля 2010 г. Арбитражный суд Нижегородской области удовлетворил требование ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» о признании незаконными решения ФАС России от 10 сентября 2009 г. и постановления о наложении штрафа в сумме 80 млн долл. США. Дела по заявлениям других нефтеперерабатывающих заводов приостановлены.

В течение второй половины 2008 г. и первого полугодия 2009 г. против некоторых организаций Группы были возбуждены дела о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках. Вынесенные антимонопольными органами акты в отношении организаций Группы оспариваются в судах.

Общая сумма административных штрафов за нарушение Компанией и организациями Группы антимонопольного законодательства в 2008 – 2009 гг. составила 290 млн долл. США. Руководство уверено, что организации Группы следовали всем требованиям законодательства и, соответственно, считает, что конечный результат антимонопольных споров приведет к отмене или существенному сокращению штрафных санкций и не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

### **Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)**

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут преследовать своей целью наложение существенных санкций на Группу, а также 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 20. 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 других 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 она 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. Услуги страхования оказывались связанными сторонами, руководство которых включает некоторых руководителей Группы.

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Прочие операции со связанными сторонами раскрыты также в примечаниях 3, 4, 7, 10, 11, 13, 16, 17, 18 и 21.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 1 152 млн долл. США, 436 млн долл. США и 652 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 69 млн долл. США, 86 млн долл. США и 77 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 862 млн долл. США, 1 891 млн долл. США и 1 363 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2009, 2008 и 2007 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 539 млн долл. США, ноль и ноль соответственно.

В 2009, 2008 и 2007 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на ноль, 93 млн долл. США и 143 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 28 млн долл. США, 33 млн долл. США и 26 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 591 млн долл. США и 248 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 97 млн долл. США и 36 млн долл. США на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

**Примечание 21. Программа вознаграждения**

В течение периода с 2007 по 2009 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению определенных членов руководства, которая предусматривает распределение акций и выплату вознаграждения, состоящую из двух частей.

Первая – ежегодная выплата вознаграждения, основанная на количестве 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 течение периода с 2007 по 2009 гг. с правом его получения по окончании срока действия программы. Количество закрепляемых акций составляет около 15,5 млн штук. По первой части программы Группа признает обязательство, которое определяется на основе ожидаемых дивидендов и количества закрепленных акций.

Вторая часть программы была классифицирована как часть акционерного капитала и ее справедливая стоимость на дату ее введения была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертон. Расходы по данной программе составили 105 млн долл. США, 134 млн долл. США, и 125 млн долл. США за 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно, из которых 20 млн долл. США, 103 млн долл. США, 103 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в соответствующих периодах. В силу неблагоприятной рыночной ситуации, условия выполнения второй части программы не были выполнены, по этой причине отсутствовали платежи или передача акций сотрудникам.

В декабре 2009 г. Компания ввела новую программу по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2010 по 2012 гг. Условия данной программы схожи с условиями предыдущей программы вознаграждения. Количество закрепляемых акций составляет около 17,3 млн штук. В настоящее время Группа завершает расчет справедливой стоимости новой программы на дату ее введения.

**Примечание 22. Сегментная информация**

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2009, 2008 и 2007 гг. в соответствии с КУС № 280 (бывшее Положение № 131 «*Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия и связанной с ней информации*»).

Группа определила четыре сегмента деятельности – «Разведка и добыча», «Переработка, торговля и сбыт», «Нефтехимия» и «Прочие». Данные сегменты были определены на основе различий в характере их операций. 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. В сегмент «Прочие» включены электроэнергетические компании, а также компании, чья деятельность не является основной для Группы.

Географические сегменты деятельности Группы были определены исходя из различий в регионах осуществления ее деятельности. Выделены три географических сегмента, а именно: «Западная Сибирь», «Европейская часть России», «За рубежом».

## Примечание 22. Сегментная информация (продолжение)

## Сегменты деятельности

<b>2009</b>	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Переработка, торговля и сбыт</b>	<b>Нефтехимия</b>	<b>Прочие</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации						
Сторонние организации	2 257	76 650	1 022	1 154	-	81 083
Межсегментная деятельность	22 096	784	162	1 765	(24 807)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>24 353</b>	<b>77 434</b>	<b>1 184</b>	<b>2 919</b>	<b>(24 807)</b>	<b>81 083</b>
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	3 668	55 943	812	2 346	(23 668)	39 101
Расходы по процентам	2 613	936	41	347	-	3 937
Налог на прибыль	886	1 205	14	407	(1 845)	667
Чистая прибыль	1 221	821	12	(1)	(59)	1 994
Итого активы	5 456	2 263	(69)	(310)	(329)	7 011
Капитальные затраты	54 924	56 299	1 371	18 091	(51 666)	79 019
	4 687	1 391	113	343	-	6 534
<b>2008</b>	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Переработка, торговля и сбыт</b>	<b>Нефтехимия</b>	<b>Прочие</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 753	103 132	2 067	728	-	107 680
Межсегментная деятельность	25 854	1 582	28	2 057	(29 521)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>27 607</b>	<b>104 714</b>	<b>2 095</b>	<b>2 785</b>	<b>(29 521)</b>	<b>107 680</b>
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	3 779	67 061	1 934	2 361	(29 158)	45 977
Расходы по процентам	1 938	817	34	169	-	2 958
Налог на прибыль	870	570	4	295	(1 348)	391
Чистая прибыль	955	2 510	14	(66)	54	3 467
Итого активы	4 234	5 130	(117)	(160)	57	9 144
Капитальные затраты	47 130	45 039	940	12 751	(34 399)	71 461
	7 889	2 150	121	429	-	10 589
<b>2007</b>	<b>Разведка и добыча</b>	<b>Переработка, торговля и сбыт</b>	<b>Нефтехимия</b>	<b>Прочие</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 527	77 960	2 348	56	-	81 891
Межсегментная деятельность	22 331	2 191	19	325	(24 866)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>23 858</b>	<b>80 151</b>	<b>2 367</b>	<b>381</b>	<b>(24 866)</b>	<b>81 891</b>
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	3 813	52 032	1 904	206	(23 801)	34 154
Расходы по процентам	1 427	663	28	54	-	2 172
Налог на прибыль	611	621	4	218	(1 121)	333
Чистая прибыль	1 783	1 639	23	4	-	3 449
Итого активы	4 686	4 770	148	243	(336)	9 511
Капитальные затраты	43 395	41 091	1 004	8 412	(34 270)	59 632
	7 262	1 822	171	117	-	9 372

## Примечание 22. Сегментная информация (продолжение)

## Географические сегменты

	2009	2008	2007
Реализация нефти на территории России	735	600	440
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	19 914	24 007	19 258
Реализация нефтепродуктов на территории России	8 101	13 872	9 583
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	46 888	62 542	47 154
Реализация продуктов нефтехимии в России	514	880	733
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	574	1 232	1 569
Прочая реализация на территории России	2 235	2 335	1 644
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 122	2 212	1 510
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>81 083</b>	<b>107 680</b>	<b>81 891</b>

2009	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	130	13 750	67 203	-	81 083
Межсегментная деятельность	11 035	26 918	18	(37 971)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>11 165</b>	<b>40 668</b>	<b>67 221</b>	<b>(37 971)</b>	<b>81 083</b>
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 035	15 151	59 061	(37 146)	39 101
Амортизация и износ	963	2 223	751	-	3 937
Расходы по процентам	62	643	406	(444)	667
Налог на прибыль	624	1 210	219	(59)	1 994
Чистая прибыль	2 873	4 638	(168)	(332)	7 011
Итого активы	20 418	43 890	28 038	(13 327)	79 019
Капитальные затраты	1 878	3 186	1 470	-	6 534

**Примечание 22. Сегментная информация (продолжение)**

<b>2008</b>	<b>Западная Сибирь</b>	<b>Европейская часть России</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации					
Сторонние организации	138	19 905	87 637	-	107 680
Межсегментная деятельность	15 436	38 808	40	(54 284)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>15 574</b>	<b>58 713</b>	<b>87 677</b>	<b>(54 284)</b>	<b>107 680</b>
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 011	19 789	78 220	(54 043)	45 977
Амортизация и износ	832	1 499	627	-	2 958
Расходы по процентам	37	196	260	(102)	391
Налог на прибыль	640	2 397	376	54	3 467
Чистая прибыль	1 848	7 615	(449)	130	9 144
Итого активы	17 136	37 598	23 577	(6 850)	71 461
Капитальные затраты	2 915	5 660	2 014	-	10 589
<b>2007</b>	<b>Западная Сибирь</b>	<b>Европейская часть России</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Исключения</b>	<b>Итого</b>
Выручка от реализации					
Сторонние организации	118	13 226	68 547	-	81 891
Межсегментная деятельность	14 045	31 781	30	(45 856)	-
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>14 163</b>	<b>45 007</b>	<b>68 577</b>	<b>(45 856)</b>	<b>81 891</b>
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 995	17 323	59 692	(44 856)	34 154
Амортизация и износ	649	969	554	-	2 172
Расходы по процентам	22	244	239	(172)	333
Налог на прибыль	973	2 044	432	-	3 449
Чистая прибыль	3 587	5 341	884	(301)	9 511
Итого активы	16 227	32 764	20 805	(10 164)	59 632
Капитальные затраты	2 253	5 448	1 671	-	9 372

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 37 724 млн долл. США, 47 066 млн долл. США и 35 868 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 8 144 млн долл. США, 12 171 млн долл. США и 11 481 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

**Примечание 23. События после отчетной даты**

В соответствии с требованиями КУС № 855 «События после отчетной даты» Группа оценивала события после отчетной даты до даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации. Таким образом, события после отчетной даты оценивались до 19 марта 2010 г. включительно.

В январе 2010 г. Компания подписала контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2, расположенном на юге Ирака. Сторонами контракта являются иракская государственная нефтяная компания «South Oil Company» и консорциум подрядчиков в составе иракской госкомпании «North Oil Company», Компании и норвежской «Statoil ASA». Доля Компании в проекте составляет 56,25%. На дату подписания соглашения обязательства Группы составляют около 281 млн долл. США. Месторождение Западная Курна-2 имеет извлекаемые запасы около 12,9 млрд барр.

В соответствии с КУС № 932 (бывшее Положение № 69 «Раскрытие информации о нефтегазодобывающей деятельности») данный раздел представляет дополнительную неаудированную информацию 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 2009 г.</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
Недоказанные запасы нефти и газа	545	305	850	285	1 135
Доказанные запасы нефти и газа	5 826	47 237	53 063	1 998	55 061
Накопленные износ и амортизация	(1 201)	(16 460)	(17 661)	(454)	(18 115)
Чистые капитализированные затраты	5 170	31 082	36 252	1 829	38 081

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 815 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. являются частью общих чистых капитализированных затрат.

<b>По состоянию на 31 декабря 2008 г.</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
Недоказанные запасы нефти и газа	519	507	1 026	158	1 184
Доказанные запасы нефти и газа	5 391	42 248	47 639	855	48 494
Накопленные износ и амортизация	(901)	(14 649)	(15 550)	(209)	(15 759)
Чистые капитализированные затраты	5 009	28 106	33 115	804	33 919

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 439 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. являются частью общих чистых капитализированных затрат.

<b>По состоянию на 31 декабря 2007 г.</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
Недоказанные запасы нефти и газа	454	446	900	20	920
Доказанные запасы нефти и газа	3 906	36 664	40 570	677	41 247
Накопленные износ и амортизация	(644)	(13 813)	(14 457)	(164)	(14 621)
Чистые капитализированные затраты	3 716	23 297	27 013	533	27 546

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 406 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. являются частью общих чистых капитализированных затрат.

**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>2009</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	17	17	1 154	1 171
недоказанные запасы	-	23	23	97	120
Затраты на геологоразведку	221	162	383	11	394
Затраты на разработку	549	3 726	4 275	146	4 421
<b>Итого затраты</b>	<b>770</b>	<b>3 928</b>	<b>4 698</b>	<b>1 408</b>	<b>6 106</b>

  

<b>2008</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	806	6	812	-	812
недоказанные запасы	49	5	54	6	60
Затраты на геологоразведку	357	313	670	9	679
Затраты на разработку	719	6 430	7 149	139	7 288
<b>Итого затраты</b>	<b>1 931</b>	<b>6 754</b>	<b>8 685</b>	<b>154</b>	<b>8 839</b>

  

<b>2007</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	393	393	-	393
недоказанные запасы	27	486	513	-	513
Затраты на геологоразведку	180	366	546	12	558
Затраты на разработку	670	5 887	6 557	103	6 660
<b>Итого затраты</b>	<b>877</b>	<b>7 132</b>	<b>8 009</b>	<b>115</b>	<b>8 124</b>

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

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с КУС № 932 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>2009</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
<b>Доходы</b>					
Выручка от реализации	1 472	13 870	15 342	824	16 166
Передачи	-	11 850	11 850	17	11 867
<b>Итого доходы</b>	<b>1 472</b>	<b>25 720</b>	<b>27 192</b>	<b>841</b>	<b>28 033</b>
<b>Затраты</b>					
Затраты на добычу (не включая налоги)	(195)	(2 592)	(2 787)	(98)	(2 885)
Затраты на геологоразведку	(147)	(71)	(218)	(10)	(228)
Амортизация и износ	(323)	(2 235)	(2 558)	(105)	(2 663)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(43)	(43)	-	(43)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(206)	(12 830)	(13 036)	(186)	(13 222)
Налог на прибыль	(198)	(1 399)	(1 597)	(203)	(1 800)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>403</b>	<b>6 550</b>	<b>6 953</b>	<b>239</b>	<b>7 192</b>

<b>2008</b>	<b>За рубежом</b>	<b>Россия</b>	<b>Итого дочерние компании</b>	<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>Итого</b>
<b>Доходы</b>					
Выручка от реализации	1 839	24 307	26 146	1 112	27 258
Передачи	-	17 941	17 941	11	17 952
<b>Итого доходы</b>	<b>1 839</b>	<b>42 248</b>	<b>44 087</b>	<b>1 123</b>	<b>45 210</b>
<b>Затраты</b>					
Затраты на добычу (не включая налоги)	(202)	(3 006)	(3 208)	(74)	(3 282)
Затраты на геологоразведку	(356)	(131)	(487)	(7)	(494)
Амортизация и износ	(313)	(1 572)	(1 885)	(52)	(1 937)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(25)	(25)	-	(25)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(61)	(24 668)	(24 729)	(170)	(24 899)
Налог на прибыль	(294)	(3 272)	(3 566)	(481)	(4 047)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>613</b>	<b>9 574</b>	<b>10 187</b>	<b>339</b>	<b>10 526</b>

2007	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 351	15 232	16 583	883	17 466
Передачи	-	15 444	15 444	79	15 523
<b>Итого доходы</b>	<b>1 351</b>	<b>30 676</b>	<b>32 027</b>	<b>962</b>	<b>32 989</b>
Затраты на добычу (не включая налоги)	(140)	(2 638)	(2 778)	(76)	(2 854)
Затраты на геологоразведку	(158)	(149)	(307)	(13)	(320)
Амортизация и износ	(259)	(1 130)	(1 389)	(33)	(1 422)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(21)	(21)	-	(21)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(7)	(17 087)	(17 094)	(134)	(17 228)
Налог на прибыль	(384)	(2 378)	(2 762)	(336)	(3 098)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>403</b>	<b>7 273</b>	<b>7 676</b>	<b>370</b>	<b>8 046</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 КУС № 932 существующие экономические и производственные условия основываются на средней двенадцатимесячной цене (2009 г.) или цене на конец года (для периодов до 2009 г.) и затрат 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 условии отсутствия 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 ранее 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)

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-03 «Деятельность по добыче полезных ископаемых – нефть и газ (Раздел 932): Оценка запасов и раскрытия по нефтегазовой деятельности». Применение требований ОСУ № 2010-03 не оказало существенного влияния на величину доказанных запасов и стандартизированную оценку дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств Группы.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2009, 2008 и 2007 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
<b>Нефть</b>					
1 января 2007 г.	410	15 183	15 593	334	15 927
Пересмотр предыдущих оценок	2	35	37	(23)	14
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	178	178	(104)	74
Увеличение / открытие новых запасов	20	463	483	35	518
Добыча	(26)	(668)	(694)	(19)	(713)
Реализация запасов	(105)	-	(105)	-	(105)
31 декабря 2007 г.	301	15 191	15 492	223	15 715
Пересмотр предыдущих оценок	80	(1 205)	(1 125)	1	(1 124)
Приобретение неизвлеченного сырья	17	19	36	5	41
Увеличение / открытие новых запасов	30	493	523	6	529
Добыча	(24)	(660)	(684)	(19)	(703)
31 декабря 2008 г.	404	13 838	14 242	216	14 458
Пересмотр предыдущих оценок	(85)	(636)	(721)	15	(706)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	39	39	102	141
Увеличение / открытие новых запасов	37	503	540	-	540
Добыча	(27)	(673)	(700)	(20)	(720)
Реализация запасов	-	(17)	(17)	-	(17)
<b>31 декабря 2009 г.</b>	<b>329</b>	<b>13 054</b>	<b>13 383</b>	<b>313</b>	<b>13 696</b>
<b>Доказанные разрабатываемые запасы</b>					
31 декабря 2007 г.	164	9 715	9 879	180	10 059
31 декабря 2008 г.	208	8 806	9 014	156	9 170
<b>31 декабря 2009 г.</b>	<b>186</b>	<b>8 442</b>	<b>8 628</b>	<b>199</b>	<b>8 827</b>

\* Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях включает в себя также перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 242 млн барр., 426 млн барр. и 559 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 135 млн барр., 203 млн барр. и 228 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	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
<b>Газ</b>					
1 января 2007 г.	4 276	22 128	26 404	193	26 597
Пересмотр предыдущих оценок	506	550	1 056	(2)	1 054
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	19	19	(14)	5
Увеличение / открытие новых запасов	207	630	837	7	844
Добыча	(87)	(482)	(569)	(10)	(579)
Реализация запасов					
31 декабря 2007 г.	4 902	22 845	27 747	174	27 921
Пересмотр предыдущих оценок	566	(386)	180	4	184
Приобретение неизвлеченного сырья	1 395	4	1 399	-	1 399
Увеличение / открытие новых запасов	118	310	428	7	435
Добыча	(175)	(500)	(675)	(11)	(686)
31 декабря 2008 г.	6 806	22 273	29 079	174	29 253
Пересмотр предыдущих оценок	(294)	(6 081)	(6 375)	(3)	(6 378)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	13	13	130	143
Увеличение / открытие новых запасов	294	164	458	-	458
Добыча	(175)	(436)	(611)	(15)	(626)
<b>31 декабря 2009 г.</b>	<b>6 631</b>	<b>15 933</b>	<b>22 564</b>	<b>286</b>	<b>22 850</b>
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2007 г.	1 369	6 553	7 922	133	8 055
31 декабря 2008 г.	1 912	5 893	7 805	114	7 919
<b>31 декабря 2009 г.</b>	<b>2 002</b>	<b>5 636</b>	<b>7 638</b>	<b>157</b>	<b>7 795</b>

\* Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях включает в себя также перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 36 млрд куб. фут., 34 млрд куб. фут. и 49 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 23 млрд куб. фут., 24 млрд куб. фут. и 30 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

С учетом изменения планов разработки и сроков ввода ряда месторождений Компания переклассифицировала часть запасов газа из доказанных запасов в запасы более низких категорий и в ресурсы. Руководство считает, что эти объемы могут быть вновь переведены в доказанные запасы по мере приближения сроков их разработки или при применении новых технологий.

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

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями КУС № 932. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи углеводородов определяются на основе применения цен на нефть и газ, рассчитанных по средней двенадцатимесячной цене (2009 г.) или действующих на конец года (для периодов до 2009 г.), 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 КУС № 932 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	Итого
<b>31 декабря 2009 г.</b>					
Поступления денежных средств будущих периодов	31 025	385 266	416 291	14 816	431 107
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 778)	(254 811)	(273 589)	(7 692)	(281 281)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 337)	(22 285)	(24 622)	(1 489)	(26 111)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	9 910	108 170	118 080	5 635	123 715
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 468)	(66 015)	(72 483)	(3 013)	(75 496)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	3 442	42 155	45 597	2 622	48 219
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 370	1 370	-	1 370

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 281 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 6,5 млрд долл. США.

**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)

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
<b>31 декабря 2008 г.</b>					
Поступления денежных средств будущих периодов	26 612	312 334	338 946	5 546	344 492
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 647)	(185 733)	(204 380)	(3 074)	(207 454)
Налог на прибыль будущих периодов	(318)	(21 250)	(21 568)	(516)	(22 084)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	7 647	105 351	112 998	1 956	114 954
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 132)	(64 296)	(70 428)	(950)	(71 378)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	1 515	41 055	42 570	1 006	43 576
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 333	1 333	-	1 333

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 207 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 6,4 млрд долл. США.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
<b>31 декабря 2007 г.</b>					
Поступления денежных средств будущих периодов	34 051	660 363	694 414	17 892	712 306
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(13 015)	(442 801)	(455 816)	(4 639)	(460 455)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 414)	(48 552)	(50 966)	(3 568)	(54 534)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	18 622	169 010	187 632	9 685	197 317
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(9 576)	(106 185)	(115 761)	(4 857)	(120 618)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	9 046	62 825	71 871	4 828	76 699
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 379	1 379	-	1 379

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 460 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 7,8 млрд долл. США.

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

<b>Дочерние компании</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Дисконтированная стоимость на 1 января	42 570	71 871	45 568
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	86	(279)	(46)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(11 151)	(15 663)	(11 848)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	36 633	(113 710)	75 908
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(27 376)	79 317	(43 384)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 878	1 423	2 947
Затраты на разработку за период	3 201	3 528	2 308
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(4 495)	(3 520)	980
Чистое изменение налога на прибыль	(1 104)	11 054	(6 562)
Прочие изменения	70	123	185
Эффект дисконтирования	5 285	8 426	5 815
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>45 597</b>	<b>42 570</b>	<b>71 871</b>
<b>Доля в зависимых компаниях</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Дисконтированная стоимость на 1 января	1 006	4 828	2 888
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 182	17	(367)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(547)	(872)	(739)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	2 129	(6 343)	3 622
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(1 086)	901	(643)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	3	38	1 020
Затраты на разработку за период	31	51	74
Пересмотр предыдущих данных о запасах	137	13	(716)
Чистое изменение налога на прибыль	(442)	1 553	(629)
Прочие изменения	95	239	(38)
Эффект дисконтирования	114	581	356
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>2 622</b>	<b>1 006</b>	<b>4 828</b>
<b>Всего</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Дисконтированная стоимость на 1 января	43 576	76 699	48 456
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 268	(262)	(413)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(11 698)	(16 535)	(12 587)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	38 762	(120 053)	79 530
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(28 462)	80 218	(44 027)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 881	1 461	3 967
Затраты на разработку за период	3 232	3 579	2 382
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(4 358)	(3 507)	264
Чистое изменение налога на прибыль	(1 546)	12 607	(7 191)
Прочие изменения	165	362	147
Эффект дисконтирования	5 399	9 007	6 171
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>48 219</b>	<b>43 576</b>	<b>76 699</b>