



ОАО «ЛУКОЙЛ»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2008 и 2007 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 2008 и 2007 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2008, 2007 и 2006 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 2008 и 2007 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2008, 2007 и 2006 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

ЗАО КЛМГ

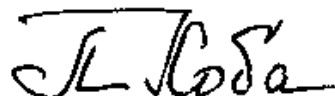
ЗАО «КПМГ»
Москва, Российская Федерация
31 марта 2009 года

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные балансы
По состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2008	2007
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 239	841
Краткосрочные финансовые вложения		505	48
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	5 069	7 467
Запасы	6	3 735	4 609
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 566	4 109
Прочие оборотные активы		519	625
Активы для продажи	10	-	70
Итого оборотные активы		15 633	17 769
Финансовые вложения	7	3 269	1 086
Основные средства	8	50 088	38 056
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	521	490
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	9	1 159	942
Прочие внеоборотные активы		791	1 289
Итого активы		71 461	59 632
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		5 029	4 554
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	3 232	2 214
Обязательства по уплате налогов		1 564	2 042
Прочие краткосрочные обязательства		750	918
Итого краткосрочные обязательства		10 575	9 728
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	6 577	4 829
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	2 116	2 079
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	718	811
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		465	395
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний		670	577
Итого обязательства		21 121	18 419
Акционерный капитал			
	15		
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(282)	(1 591)
Добавочный капитал		4 694	4 499
Нераспределенная прибыль		45 983	38 349
Прочий накопленный совокупный убыток		(70)	(59)
Итого акционерный капитал		50 340	41 213
Итого обязательства и акционерный капитал		71 461	59 632



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
Хоба Л.Н.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2008, 2007 и 2006 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2008	2007	2006
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	23	107 680	81 891	67 684
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(8 126)	(6 172)	(4 652)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(37 851)	(27 982)	(22 642)
Транспортные расходы		(5 460)	(4 457)	(3 600)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 860)	(3 207)	(2 885)
Износ и амортизация		(2 958)	(2 172)	(1 851)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(13 464)	(9 367)	(8 075)
Акцизы и экспортные пошлины		(21 340)	(15 033)	(13 570)
Затраты на геолого-разведочные работы		(487)	(307)	(209)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(425)	(123)	(148)
Прибыль от основной деятельности		13 709	13 071	10 052
Расходы по процентам		(391)	(333)	(302)
Доходы по процентам и дивидендам		163	135	111
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	375	347	425
(Убыток) прибыль по курсовым разницам		(1 163)	93	169
Прочие внеоперационные расходы		(244)	(240)	(118)
Доля миноритарных акционеров		(83)	(55)	(80)
Прибыль до налога на прибыль		12 366	13 018	10 257
Текущий налог на прибыль		(4 167)	(3 410)	(2 906)
Отложенный налог на прибыль		945	(97)	133
Итого расход по налогу на прибыль	13	(3 222)	(3 507)	(2 773)
Чистая прибыль		9 144	9 511	7 484
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)				
базовая прибыль	15	10,88	11,48	9,06
разводненная прибыль	15	10,88	11,48	9,04

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2008, 2007 и 2006 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2008		2007		2006	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
Остаток на 31 декабря	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(1 591)		(1 098)		(527)	
Акции, выкупленные у акционеров	(219)		(712)		(782)	
Выбытие акций	1 528		219		211	
Остаток на 31 декабря	(282)		(1 591)		(1 098)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 499		3 943		3 730	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	20		-		22	
Результат программы вознаграждения	103		103		-	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	72		453		191	
Остаток на 31 декабря	4 694		4 499		3 943	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	38 349		30 061		23 586	
Чистая прибыль	9 144	9 144	9 511	9 511	7 484	7 484
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 510)		(1 223)		(1 009)	
Остаток на 31 декабря	45 983		38 349		30 061	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(59)		(21)		-	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	(5)	(5)	(16)	(16)	-	-
Актuarный убыток	(6)	(6)	(22)	(22)	-	-
Эффект от первоначального применения Положения № 158	-		-		(21)	
Остаток на 31 декабря	(70)		(59)		(21)	
Итого совокупный доход за год		9 133		9 473		7 484
Итого акционерный капитал на 31 декабря	50 340		41 213		32 900	

	Движение акций		
	2008	2007	2006
	(тыс. штук)	(тыс. штук)	(тыс. штук)
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января		850 563	850 563
Остаток на 31 декабря		850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января		(23 321)	(23 632)
Акции, выкупленные у акционеров		(2 899)	(8 756)
Выбытие акций		22 384	9 067
Остаток на 31 декабря		(3 836)	(23 321)

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2008, 2007 и 2006 гг.

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2008	2007	2006
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль		9 144	9 511	7 484
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		2 958	2 172	1 851
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		(238)	209	(106)
Списание затрат по сухим скважинам		317	143	91
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		425	123	148
Отложенный налог на прибыль		(945)	97	(133)
(Неденежная прибыль) неденежный убыток по курсовым разницам		(423)	193	86
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(29)	(36)	(123)
Прочие, нетто		404	297	89
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		2 647	(2 297)	388
Запасы		963	(1 148)	(816)
Кредиторская задолженность		(989)	1 599	592
Обязательства по уплате налогов		(521)	386	(430)
Прочие краткосрочные активы и обязательства		599	(368)	(1 355)
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		14 312	10 881	7 766
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Приобретение лицензий		(12)	(255)	(7)
Капитальные затраты		(10 525)	(9 071)	(6 419)
Поступления от реализации основных средств		166	72	310
Приобретение финансовых вложений		(398)	(206)	(312)
Поступления от реализации финансовых вложений		636	175	216
Продажа долей в дочерних и зависимых компаниях		3	1 136	71
Приобретение компаний и долей миноритарных акционеров (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(3 429)	(1 566)	(1 374)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(13 559)	(9 715)	(7 515)
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		974	(59)	700
Поступления от продажи активов с последующей арендой		235	-	-
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		2 884	2 307	1 092
Погашение долгосрочных обязательств		(1 547)	(1 632)	(1 077)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 437)	(1 230)	(1 015)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(168)	(78)	(119)
Финансирование, полученное от связанных и сторонних миноритарных акционеров		39	177	-
Приобретение акций Компании		(219)	(712)	(782)
Поступления от продажи собственных акций		-	129	-
Прочие, нетто		2	-	15
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности		763	(1 098)	(1 186)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(118)	21	37
Чистое увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		1 398	89	(898)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		841	752	1 650
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	2 239	841	752
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		440	338	292
Налог на прибыль уплаченный		4 902	2 872	2 980

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 этого, 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 2008, 2007 и 2006 гг. валютный курс составлял 29,38, 24,55 и 26,33 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.

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

Запасы, состоящие в основном из нефти, нефтепродуктов и материалов, отражаются по наименьшей из двух величин – себестоимости или рыночной стоимости. Себестоимость определяется по методу средневзвешенной стоимости.

Финансовые вложения

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

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

Торговые ценные бумаги и ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации, отражаются по справедливой (рыночной) стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию или начисление премий или дисконтов. Нереализованные прибыли или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации (за вычетом соответствующих сумм налогов), отражаются до момента их реализации как отдельный элемент совокупного дохода. Реализованные прибыли и убытки от продажи ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации, определяются отдельно по каждому виду ценных бумаг. Дивиденды и процентный доход признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках по мере их возникновения.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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.

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.

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

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.

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

Начиная с 1 января 2007 г. Группа применяет Интерпретацию № 48 «Учет фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, интерпретация Положения № 109» (далее – Интерпретация № 48), опубликованную Комитетом по стандартам финансового учета. Интерпретация № 48 разъясняет методы учета позиции по фактам неопределенности при расчете налога на прибыль. Интерпретация № 48 требует, чтобы компания признавала данную позицию 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 непризнанным налоговым выгодам, в расходах по налогу на прибыль в консолидированных отчетах о прибылях и убытках.

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.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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.

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, 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 том случае, когда подобное разводнение существует, представляются данные о разводненной прибыли на акцию.

Условные события и обязательства

На дату составления настоящей консолидированной финансовой отчетности возможно существование определенных условий (обстоятельств), которые могут привести к убыткам для Группы. Возможность возникновения или невозникновения таких убытков зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие (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 от выполнения обязательств по восстановлению окружающей среды обычно признаются не позднее срока составления технико-экономического обоснования по проведению таких работ. Группа производит начисление расходов, связанных с выполнением обязательств по восстановлению окружающей среды, в тех случаях, когда имеется высокая вероятность их возникновения и их величина поддается определению. Подобные начисления корректируются по мере поступления дополнительной информации или изменения обстоятельств. Дисконтирование предполагаемых будущих расходов на восстановление окружающей среды до уровня приведенной стоимости не производится.

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

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено участием в определенных торговых сделках с нефтепродуктами, а также хеджированием ценовых рисков вне своей 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.

Сравнительные данные

Некоторые показатели предыдущего периода были переклассифицированы для соответствия представленным данным отчетного периода.

Новые стандарты учета

В декабре 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Позицию по Положению № 140-4 и Интерпретации 46(R)-8 «*Раскрытие информации о передаче финансовых активов и долей в предприятиях с переменной долей участия*». Данная Позиция дополняет Положение № 140 «*Учет передачи и обслуживания финансовых активов и погашения обязательств*» и требует дополнительных раскрытий о передаче финансовых активов. Позиция также дополняет Интерпретацию № 46 (R) «*Консолидация предприятий с переменной долей участия*» и требует 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. Позиция применяется начиная с отчетного периода, заканчивающегося после 15 декабря 2008 г. Применение требований Позиции по Положению № 140-4 и Интерпретации 46(R)-8 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В марте 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 161 «*Раскрытие информации о производных финансовых инструментах и операциях хеджирования*». Данное Положение 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. Группе необходимо применять требования Положения № 161 не позднее первого квартала 2009 г. Группа ожидает, что применение Положения № 161 не окажет существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 141 (Пересмотренное) «*Приобретение компаний*». Данное Положение будет применяться ко всем сделкам, в результате которых организация приобретает контроль над одним или несколькими предприятиями. Положение № 141 (Пересмотренное) требует, чтобы организация 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. Положение № 141 (Пересмотренное) применимо к приобретениям, произошедшим после 1 января 2009 г. Досрочное применение Положения № 141 (Пересмотренное) запрещено.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 160 «*Неконтролируемые доли в консолидированной финансовой отчетности – поправка к ARB № 51*». Данное Положение будет применяться 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. Положение 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. Положение № 160 должно применяться с первого квартала 2009 г., за исключением требований по раскрытию информации, которые должны быть применены к предшествующим периодам. Досрочное применение Положения № 160 запрещено.

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 159 «*Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости*». Данное Положение расширяет возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешает компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании будут 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 Положения № 159 начиная с первого квартала 2008 г. Группа решила не применять оценку по справедливой стоимости для своих финансовых активов и обязательств, которые уже не отражаются по справедливой стоимости в соответствии с другими стандартами учета. В силу этого применение требований Положения № 159 не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал 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. В феврале 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Позицию № 157-2 «*Дата применения Положения № 157*», которая откладывает дату применения Положения № 157 в отношении определенных нефинансовых активов и нефинансовых обязательств до первого квартала 2009 г. Группа решила применять требования Положения № 157 с отсрочкой, разрешенной Позицией № 157-2. Данная отсрочка применяется к нефинансовым активам и обязательствам, относящимся к приобретениям новых компаний, долгосрочным активам, нематериальным активам и деловой репутации, отраженным по справедливой стоимости в момент обесценения, а также к обязательствам, связанным с окончанием использования активов. Группа ожидает, что применение Положения № 157 в отношении данных активов и обязательств не будет иметь существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки. Первоначально Положение № 157 применимо только к производным финансовым инструментам (см. Примечание 16. Финансовые инструменты).

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Первоначальное применение требований Положения № 157 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 158 «Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, – изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)». Данное Положение требует, чтобы работодатель, который индивидуально финансирует один или несколько пенсионных планов с установленными выплатами: а) признавал статус фондирования пенсионного плана с установленными выплатами в бухгалтерском балансе; б) признавал в составе прочего совокупного дохода (с учетом налогов) прибыли или убытки и положительную или отрицательную стоимость вклада предыдущей службы, которые возникают в текущем периоде, но не признаются в составе чистых периодических пенсионных расходов; в) проводил оценку активов и обязательств пенсионного плана с установленными выплатами по состоянию на конец финансового года работодателя (с некоторыми исключениями); г) раскрывал в примечаниях к финансовой отчетности дополнительную информацию об определенных факторах, влияющих на чистые пенсионные расходы в следующем финансовом году, в связи с отложенным признанием прибылей или убытков и положительной или отрицательной стоимости вклада предыдущей службы и активов или обязательств переходного периода. Требования Положения действуют начиная с 31 декабря 2006 г., за исключением требования оценки активов и обязательств плана по состоянию на конец финансового года работодателя, которое действует начиная с 31 декабря 2008 г. Применение требования Положения № 158 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	
	2008	2007
Денежные средства в рублях	444	285
Денежные средства в иностранной валюте	1 425	417
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	132	47
Денежные средства в связанных банках в рублях	182	80
Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте	56	12
Итого денежные средства и их эквиваленты	2 239	841

Примечание 4. Неденежные операции

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

	2008	2007	2006
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	29	36	123
Неденежное приобретение дочерней компании и доли меньшинства	1 969	-	314
Погашение обязательства по программе вознаграждения, основанной на стоимости акций	-	537	-
Погашение облигаций за счет акций Компании	-	-	91
Итого неденежные операции	1 998	573	528

Примечание 4. Неденежные операции (продолжение)

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

	2008	2007	2006
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	13 559	9 715	7 515
Неденежное приобретение дочерней компании и доли меньшинства	1 969	-	314
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	29	36	123
Итого инвестиционная деятельность	15 557	9 751	7 952

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 133 и 69 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	3 466	5 962
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	855	1 196
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 38 и 48 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	748	309
Итого дебиторская задолженность и векселя к получению	5 069	7 467

Примечание 6. Запасы

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Нефть и нефтепродукты	2 693	3 609
Материалы для добычи и бурения	439	477
Материалы для нефтепереработки	35	24
Прочие товары, сырье и материалы	568	499
Итого запасы	3 735	4 609

Примечание 7. Финансовые вложения

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	2 988	836
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	251	232
Прочие долгосрочные финансовые вложения	30	18
Итого долгосрочные финансовые вложения	3 269	1 086

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.

	2008		2007		2006	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	4 590	2 144	2 930	1 382	2 367	1 251
Прибыль до налога на прибыль	1 602	807	1 398	650	1 315	690
Минус налог на прибыль	(869)	(432)	(605)	(303)	(529)	(265)
Чистая прибыль	733	375	793	347	786	425

	По состоянию на 31 декабря 2008		По состоянию на 31 декабря 2007	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	2 023	982	1 320	618
Основные средства	5 872	2 841	2 082	1 082
Прочие внеоборотные активы	544	269	181	88
Итого активы	8 439	4 092	3 583	1 788
Краткосрочные займы и кредиты	158	47	204	89
Прочие краткосрочные обязательства	1 188	557	682	329
Долгосрочные займы и кредиты	890	392	1 005	511
Прочие долгосрочные обязательства	220	108	47	23
Чистые активы	5 983	2 988	1 645	836

В июне 2008 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «ERG S.p.A.» о создании совместного предприятия по управлению нефтеперерабатывающим комплексом ISAB, 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 ISAB до 100%. По состоянию на 31 декабря 2008 г. справедливая стоимость этого опциона для Группы была равна нулю. Соглашение предусматривает, что каждый из участников будет осуществлять поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в совместном предприятии. Комплекс ISAB имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», и Группа намерена полностью интегрировать свою долю в производственных мощностях нефтеперерабатывающего комплекса ISAB в свою систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов. Мощность нефтеперерабатывающего комплекса ISAB составляет 16 млн т в год. В состав нефтеперерабатывающего комплекса ISAB 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 2008	по состоянию на 31 декабря 2007	по состоянию на 31 декабря 2008	по состоянию на 31 декабря 2007
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	21 663	19 424	12 784	10 811
Европейская часть России	21 842	18 776	15 881	13 303
За рубежом	5 910	4 360	5 009	3 716
Итого	49 415	42 560	33 674	27 830
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	122	22	107	16
Европейская часть России	11 021	9 216	8 051	6 292
За рубежом	6 462	5 008	4 633	3 367
Итого	17 605	14 246	12 791	9 675
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	178	156	89	69
Европейская часть России	3 618	399	3 385	338
За рубежом	200	181	149	144
Итого	3 996	736	3 623	551
Итого основные средства	71 016	57 542	50 088	38 056

В июне 2008 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 2008 и 2007 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 728 млн долл. США и 821 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.

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

Ниже приводятся изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в течение 2008 и 2007 гг.

	2008	2007
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	821	618
Расход от начисления обязательств	78	60
Новые обязательства	54	91
Изменения в оценке существующих обязательств	(88)	20
Расходы по существующим обязательствам	(8)	(10)
Выбытие имущества	(3)	(7)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(126)	49
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря	728	821

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	500	410
Лицензии и прочие нематериальные активы	335	56
Деловая репутация	324	476
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	1 159	942

Вся деловая репутация относится к сегменту переработки, торговли и сбыта. 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 заправочных станций в Сербии. Справедливая стоимость компании «Беопетрол» была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков.

Примечание 10. Выбытие активов и дочерних компаний

В декабре 2007 г. компания Группы приступила к реализации плана по продаже 162 заправок, находящихся в Пенсильвании и южной части Нью-Джерси (США), купленных у компании «КонокоФиллипс» в 2004 г. В феврале 2008 г. данная компания Группы заключила со сторонним инвестором договор купли-продажи этих заправок. В июне 2008 г. соглашение между компанией Группы и инвестором было расторгнуто. По этой причине по состоянию на 31 декабря 2007 г. эти заправки не были отражены как активы для продажи.

В декабре 2005 г. Компания приняла решение о продаже десяти танкеров. В мае 2006 г. компания Группы завершила продажу восьми танкеров по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости – 190 млн долл. США. Группа завершила продажу оставшихся двух танкеров в апреле 2008 г. по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости – 70 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи.

Примечание 10. Выбытие активов и дочерних компаний (продолжение)

В апреле 2007 г. компания Группы продала 50%-ю долю в компании «Каспиэн Инвестментс Ресорсез Лтд.» (старое название – компания «Нельсон Ресорсез Лимитед»), которая осуществляет разведку и добычу в западном Казахстане, компании «Миттал Инвестментс» за 980 млн долл. США. В дополнение к этому «Миттал Инвестментс» погасила задолженность в сумме приблизительно 175 млн долл. США, что составило 50% непогашенного долга компании «Каспиэн Инвестментс Ресорсез Лтд.» компаниям Группы.

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	2 301	938
Текущая часть долгосрочной задолженности	931	1 276
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	3 232	2 214

Краткосрочные кредиты и займы являются в основном необеспеченными и в основном подлежат уплате в долларах США. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составляла 5,15% и 5,97% годовых соответственно.

Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 3 333 и 2 391 млн долл. США на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно)	3 384	2 439
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	2 165	1 745
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	500
Неконвертируемые 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	244
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	272	326
Рублевые облигации со ставкой 8,00% и сроком погашения в 2012 г.	8	-
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	204	244
Долгосрочные обязательства по аренде	271	107
Общая сумма долгосрочной задолженности	7 508	6 105
Текущая часть долгосрочной задолженности	(931)	(1 276)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	6 577	4 829

Долгосрочные займы и кредиты

Долгосрочные кредиты и займы включают суммы 3 844 млн долл. США и 3 157 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, а также суммы 3 187 млн долл. США и 2 607 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Долгосрочные займы и кредиты имеют сроки погашения от 2009 г. до 2038 г. Приблизительно 6% долгосрочных кредитов и займов обеспечено экспортными поставками и основными средствами. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составляла 4,09% и 5,77% годовых соответственно. Часть долгосрочных займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой.

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

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио-Мицубиши UFJ», «ИНГ Банк», «Мизухо Корпорейт Банк» и «ВестЛБ», с задолженностью в сумме 1 000 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 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.

Несколько компаний Группы имеют необеспеченные займы, организованные банками «АБН АМРО Банк», «Банк Токио-Мицубиши UFJ», «Барклайз Кэпитал», «БНП Париба», «Ситибанк», «Дрезднер Клейнворт», «ИНГ Банк» и «ВестЛБ», с общей суммой задолженности 530 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 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 286 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 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 необеспеченный синдицированный заем, полученный от банков «Калион» и «АБН АМРО Банк», с задолженностью в сумме 205 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. и датами погашения до 2010 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (один месяц) плюс 0,85% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис» и поддержанный гарантией Корпорации США по частным инвестициям за рубежом, с задолженностью в сумме 190 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 4,8% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, организованный банками «АБН АМРО Банк» и «Калион», с задолженностью в сумме 175 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. и датами погашения до 2012 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 0,40% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный заем, полученный от Европейского банка реконструкции и развития, с задолженностью в сумме 110 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. и периодом погашения до 2017 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,35% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2008 г. составила 204 млн долл. США с датами погашения от 2009 до 2021 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 6,02% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2008 г. составила 684 млн долл. США с датами погашения от 2009 до 2019 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 5,58% годовых.

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

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 2 165 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 842 млн долл. США, выданные компанией «КонокоФиллипс» совместному предприятию ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ, см. Примечание 18. «Консолидация предприятия с переменной долей участия»). По данным соглашения 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 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 январе 2007 г. ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее – ТГК-8), недавно приобретенная компания (см. Примечание 17. «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. В июне 2008 г., после приобретения Группой, ТГК-8 погасила приблизительно 3,26 млн штук облигаций 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.

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 выплачивается полугодовой купон в размере 7,25% годовых.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению в течение последующих пяти лет долгосрочных долговых обязательств, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 931 млн долл. США в 2009 г., 939 млн долл. США в 2010 г., 1 292 млн долл. США в 2011 г., 455 млн долл. США в 2012 г., 542 млн долл. США в 2013 г. и 3 349 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 13. Налоги

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

Примечание 13. Налоги (продолжение)

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 2008 и 2007 гг., а также в течение 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 2006 г.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2008 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.

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

	2008	2007	2006
По России	12 004	11 702	9 215
За рубежом	362	1 316	1 042
Прибыль до налога на прибыль	12 366	13 018	10 257

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2008	2007	2006
Текущий налог на прибыль			
По России	3 614	2 940	2 419
За рубежом	553	470	487
Итого текущий налог на прибыль	4 167	3 410	2 906
Отложенный налог на прибыль			
По России	(754)	135	(40)
За рубежом	(191)	(38)	(93)
Итого (доход) расход по отложенному налогу на прибыль	(945)	97	(133)
Итого налог на прибыль	3 222	3 507	2 773

Примечание 13. Налоги (продолжение)

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.

	2008	2007	2006
Прибыль до налогообложения	12 366	13 018	10 257
Условная сумма налога по установленной в России ставке	2 968	3 124	2 462
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	667	477	481
влияния различия налоговых ставок за рубежом	159	84	47
эффекта законодательно установленного изменения налоговых ставок	(299)	-	-
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(261)	(237)	(232)
изменения величины оценочного резерва	(12)	59	15
Итого налог на прибыль	3 222	3 507	2 773

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2008	2007	2006
Налог на добычу полезных ископаемых	12 267	8 482	7 281
Социальные налоги и отчисления	512	442	356
Налог на имущество	405	313	247
Прочие налоги и отчисления	280	130	191
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	13 464	9 367	8 075

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Прочие оборотные активы	92	73
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	521	490
Прочие краткосрочные обязательства	(49)	(147)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 116)	(2 079)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 552)	(1 663)

Примечание 13. Налоги (продолжение)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2008	2007
Дебиторская задолженность	22	12
Долгосрочные обязательства	230	267
Запасы	17	14
Основные средства	226	238
Кредиторская задолженность	10	39
Финансовые вложения	97	3
Перенос убытков прошлых периодов	489	464
Прочие	194	136
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 285	1 173
Минус оценочный резерв	(196)	(208)
Активы по отложенному налогу на прибыль	1 089	965
Основные средства	(2 226)	(2 206)
Кредиторская задолженность	(4)	(5)
Дебиторская задолженность	(21)	(1)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(237)	(199)
Запасы	(57)	(65)
Финансовые вложения	-	(4)
Прочие	(96)	(148)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 641)	(2 628)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 552)	(1 663)

В результате приобретения активов и новых компаний в течение 2008 и 2007 гг. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 891 млн долл. США и 158 млн долл. США соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 15 664 млн долл. США, по которой не создавался резерв по отложенному налогу на прибыль, поскольку распределение прибыли отложено на неопределенный период из-за реинвестирования. Поэтому суммы нераспределенной прибыли рассматриваются как постоянные инвестиции. Не представляется возможным определить суммы дополнительных налогов, которые могут быть уплачены по данным нераспределенным доходам.

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 52 «Учет курсовых разниц» и Положением 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 Положением № 109 также не признаются 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 2008 и 2007 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

Примечание 13. Налоги (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2008 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 104 млн долл. США, из которых 12 млн долл. США должны быть использованы в 2009 г., 8 млн долл. США – до 2010 г., 1 млн долл. США – до 2011 г., 27 млн долл. США – до 2012 г., 77 млн долл. США – до 2013 г., 5 млн долл. США – до 2014 г., 22 млн долл. США – до 2015 г., 304 млн долл. США – до 2016 г., 328 млн долл. США – до 2017 г., 660 млн долл. США – до 2018 г., 1 млн долл. США – до 2019 г., 67 млн долл. США – до 2026 г., 77 млн долл. США – до 2027 г., 135 млн долл. США – до 2028 г., 2 млн долл. США – до 2029 г. и 378 млн долл. США не ограничены сроком использования.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого является пенсионный план с установленными выплатами и действие которого распространяется на большую часть персонала Группы. Данный план, управляемый некоммерческой организацией «Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (далее – НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»), предусматривает предоставление пенсионного обеспечения на основе выслуги лет и размера заработной платы, получаемой в последние годы работы. Компания также обеспечивает ряд долгосрочных социальных льгот, в том числе выплаты в случае смерти на службе, единовременные выплаты по выходу 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 7% от его годовой заработной платы. У работников при выходе на пенсию также будет 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.

Начиная с 31 декабря 2006 г. Компания стала применять требования Положения № 158 «Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, – изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)». Данное Положение требует от работодателя признавать 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 при применении требований Положения № 158, являются неотраженной чистой актуарной прибылью и неотраженной стоимостью вклада предыдущей службы, которые до этого вычитались из статуса фондирования плана в бухгалтерском балансе. Эти суммы впоследствии будут признаваться в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение. Суммы актуарных прибылей и убытков, которые возникнут в будущих периодах и не будут признаны в этих периодах как чистые пенсионные расходы, будут включены в состав прочего совокупного дохода. Эти суммы будут впоследствии признаны в составе чистых пенсионных расходов, так же как и суммы, включенные в состав прочего совокупного дохода при применении требований Положения № 158.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. производилась независимым актуарием.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2008	2007
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	328	258
Влияние курсовых разниц	(56)	20
Стоимость вклада текущего года службы	22	15
Процентные расходы	19	16
Изменения пенсионного плана	21	29
Актuarный убыток	(5)	30
Приобретения	1	-
Выплаченные пенсии	(42)	(40)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	288	328
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	108	94
Влияние курсовых разниц	(18)	7
Рентабельность активов пенсионного плана	6	10
Взносы компаний Группы	35	37
Приобретения	(1)	-
Выплаченные пенсии	(42)	(40)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	88	108
Статус фондирования	(200)	(220)
Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(164)	(220)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(36)	-

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг.

	2008	2007
Ставка дисконтирования	9,00%	6,34%
Ставка роста заработной платы	8,61%	8,12%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2008 и 2007 гг.

	2008	2007
Ставка дисконтирования	6,34%	6,60%
Ставка роста заработной платы	8,12%	7,10%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,49%	9,34%

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2008	2007
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	92	82
Неотраженная актуарная прибыль	(5)	(4)
Итого затраты	87	78

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2008 и 2007 гг.

	2008	2007
(Дополнительный убыток) дополнительная прибыль за период	(1)	29
Переклассифицированная амортизация прибыли	-	1
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	21	29
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(11)	(8)
Чистая сумма, признанная за период	9	51

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	
	2008	2007
Векселя российских эмитентов	6%	6%
Российские корпоративные облигации	36%	33%
Российские муниципальные облигации	2%	-
Депозиты в банках	22%	8%
Акции российских эмитентов	10%	22%
Российские государственные облигации	-	2%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	2%	3%
Акции в инвестиционных фондах	20%	17%
Прочие активы	2%	9%
	100%	100%

Примечание 14. 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 двух типов инвестиций – ценные бумаги с фиксированной доходностью и акции. 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.

	2008	2007	2006
Пенсии, заработанные в течение года	22	15	14
Процентные расходы	19	16	19
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(11)	(9)	(8)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	11	8	6
Актuarная прибыль	-	(1)	(2)
Итого расходы за период	41	29	29

Общий взнос работодателя в 2009 г. ожидается в размере 27 млн долл. США. Сумма 13 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2009 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы по пенсионным и другим социальным выплатам долгосрочного характера.

	2009	2010	2011	2012	2013	За годы 2009 – 2013	За годы 2014 – 2018
Пенсионные выплаты	55	16	16	18	15	120	71
Прочие долгосрочные выплаты работникам	36	20	21	22	23	122	127
Итого предполагаемые выплаты	91	36	37	40	38	242	198

Примечание 15. Акционерный капитал**Обыкновенные акции**

	По состоянию на 31 декабря 2008 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2007 (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)	(1 248)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(3 836)	(23 321)
Акции в обращении	846 645	825 994

Примечание 15. 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 2008, 2007 и 2006 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 66 926 млн руб., 64 917 млн руб. и 55 130 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2008, 2007 и 2006 гг. составляет 2 278 млн долл. США, 2 645 млн долл. США и 2 094 млн долл. США соответственно.

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 1,80 долл. США. Задолженность Компании по дивидендам в сумме 12 млн долл. США и 35 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

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.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2006 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2005 г. в размере 33,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,22 долл. США.

Прибыль на одну акцию

Данные для расчета разводненной прибыли на одну акцию за отчетные годы приведены ниже:

	2008	2007	2006
Чистая прибыль	9 144	9 511	7 484
Плюс проценты по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 3,5% годовых и сроком погашения в 2007 г. (за вычетом налога по действующей ставке)	-	-	4
Итого разводненная чистая прибыль	9 144	9 511	7 488
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	840 108	828 335	826 131
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тыс. штук)	-	166	2 557
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	840 108	828 501	828 688

Примечание 16. Финансовые инструменты***Производные финансовые инструменты***

Группа использует производные финансовые инструменты в своей международной деятельности по торговле нефтепродуктами. Используемые производные финансовые инструменты включают фьючерсные и своп контракты, применяемые для целей хеджирования, и контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа поддерживает систему контроля за этой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, подготовке отчетов и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами.

Начиная с первого квартала 2008 г. Группа применяет требования Положения № 157 «Оценка справедливой стоимости» с отсрочкой, разрешенной Позцией № 157-2 «Дата применения Положения № 157». Положение № 157 требует раскрывать классификацию активов и обязательств, отраженных по справедливой стоимости, по трем категориям в зависимости от доступности исходных данных, используемых для определения справедливой стоимости.

К категории 1 относятся активы и обязательства, по которым существуют не требующие корректировки котировки рыночных цен на активных рынках по идентичным инструментам.

К категории 2 относятся активы и обязательства, справедливая стоимость которых определена на основании рыночных показателей, отличных от котировок рыночных цен, включенных в категорию 1.

В категорию 3 включаются активы и обязательства, стоимость которых основана на допущениях участников рынка и показателях, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками.

Обычно контракты по покупке или продаже, связанные с физической поставкой нефти и нефтепродуктов, отражаются с использованием котировок, предоставляемых брокерами, и индексов цен, например такими, как Платтс или Информационная служба цен на нефть (OPIS). Такие контракты относятся к категории 2.

Справедливая стоимость фьючерсных и своп контрактов определяется с использованием стандартных отраслевых моделей. Данные модели основываются на различных допущениях, в том числе рыночных котировках форвардных цен на нефть и нефтепродукты, ставках дисконтирования, факторах волатильности и контрактных ценах на основные инструменты, а также на других применимых экономических показателях. Наличие подходящих форвардных рыночных цен определяет, относятся ли данные контракты к категории 2 или к категории 3.

По данным операциям в течение 2008, 2007 и 2006 гг. Группа признала следующие финансовые результаты: доход в размере 902 млн долл. США, расход в размере 575 млн долл. США и доход в размере 183 млн долл. США соответственно. Данные результаты были отражены в статье «Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки» консолидированных отчетов о прибылях и убытках. Справедливая чистая стоимость контрактов с производными финансовыми инструментами, отраженная в консолидированных балансах по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг., составляла чистый актив в сумме 340 млн долл. США и чистое обязательство в сумме 50 млн долл. США соответственно.

Справедливая стоимость производных финансовых инструментов по категориям, учитываемых по справедливой стоимости на регулярной основе, по состоянию на 31 декабря 2008 г. составила:

	Категория 1	Категория 2	Категория 3	Итого
Активы	-	451	-	451
Обязательства	-	(111)	-	(111)
Чистые активы	-	340	-	340

Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской задолженности и векселей к получению, а также ликвидных ценных бумаг приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в консолидированной финансовой отчетности.

Справедливая стоимость долгосрочной дебиторской задолженности, включенной в прочие внеоборотные активы, приблизительно равна суммам, отраженным в консолидированной финансовой отчетности в результате дисконтирования с применением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций.

Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. составила 5 425 млн долл. США и 6 250 млн долл. США соответственно. Расчет справедливой суммы выплат по обслуживанию долгосрочных долговых обязательств 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.

Примечание 17. Приобретение новых компаний

В четвертом квартале 2008 г. Группа приобрела 100%-е 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 заправочных 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 предварительного распределения стоимости приобретения Группы признала 638 млн долл. США основных средств, 46 млн долл. США прочих активов, 122 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль и 69 млн долл. США прочих обязательств.

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. Дополненное соглашение предусматривает три платежа: первый в сумме 250 млн долл. США был уплачен на дату завершения сделки; второй и третий отложенные платежи должны быть выплачены до конца апреля 2009 г. и октября 2009 г. соответственно. Группа «Акпет» управляет 689 заправочными станциями на основании дилерских соглашений и имеет 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 предварительного распределения стоимости приобретения Группы признала 206 млн долл. США нематериальных активов и 414 млн долл. США основных средств.

Примечание 17. Приобретение новых компаний (продолжение)

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, по приобретению 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. Ниже в таблице приведен расчет справедливой стоимости активов и обязательств ТГК-8, определенный 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
Итого приобретенные активы	3 401
Краткосрочные обязательства	(196)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(357)
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	(149)
Доля меньшинства	(582)
Итого приобретенные обязательства	(1 284)
Приобретенные чистые активы	2 117

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. 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 марте 2008 г. компания Группы заключила соглашение о приобретении 75 заправок 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 соответственно признала сумму 367 млн долл. США как основные средства.

В июне 2007 г. Группа завершила сделку по приобретению 100%-х долей в компаниях, владеющих 376 заправок станциями в Европе, за 444 млн долл. США у связанной стороны, компании «КонокоФиллипс». Группа приобрела заправок станции для расширения своего присутствия на европейском рынке. Группа провела оценку справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств на дату приобретения. В результате Группа определила величину деловой репутации, основных средств, прочих активов и обязательств в сумме 25 млн долл. США, 499 млн долл. США, 166 млн долл. США и 246 млн долл. США соответственно. Деловая репутация относится к сегменту переработки, торговли и сбыта и не уменьшает налогооблагаемую базу по налогу на прибыль.

В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы до 100%. С учетом того, что миноритарный акционер ООО «Геойлбент» до момента данного приобретения имел существенные права участия в управлении, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. ООО «Геойлбент» являлось нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России.

Примечание 17. Приобретение новых компаний (продолжение)

В течение 2007 г. Группа приобрела у миноритарных акционеров 7,65% уставного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – «Нижегороднефтеоргсинтез») за 154 млн долл. США. В течение 2008 г. Группа приобрела у миноритарных акционеров дополнительно 3,09% уставного капитала «Нижегороднефтеоргсинтез» за 64 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2008 г. доля владения Группы в «Нижегороднефтеоргсинтез» составила 100%. «Нижегороднефтеоргсинтез» является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в европейской части России.

Эти приобретения не оказали существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2008 и 2007 гг. Соответственно проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечание 18. 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 7,1 млрд долл. США и 5,1 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

Группа и компания «КонокоФиллипс» договорились обеспечивать финансирование НМНГ посредством долгосрочных займов пропорционально своим долям владения. Данные займы подлежат погашению в течение 2035–2038 гг. с возможностью пролонгации еще на 35 лет по согласованию обеих сторон. По состоянию на 31 декабря 2008 г. фиксированная процентная ставка по данным займам составляла от 6,8% до 8,2% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. остаток задолженности НМНГ по займам, полученным от компании «КонокоФиллипс», составлял 1 842 млн долл. США и состоял из нескольких займов, средневзвешенная процентная ставка по которым составила 7,82% годовых. Эта сумма включена в состав статьи «Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон».

Примечание 19. Гарантии и поручительства

Компания имеет несколько договоров поручительства. Данные договоры были заключены для оптимизации условий финансирования зависимых компаний. Максимальные недисконтированные суммы потенциальных будущих платежей по гарантиям, выданным зависимым компаниям (в том числе компании «ЛУКАРКО»), составили 161 млн долл. США и 361 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

Примечание 19. Гарантии и поручительства (продолжение)***Гарантии по кредитам***

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2008 г. составляла 178 млн долл. США со сроком погашения до 1 мая 2012 г. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5% годовых. Для улучшения кредитной состоятельности компании «ЛУКАРКО» Компания выдала гарантию по погашению 54% процентных платежей и 54% основной суммы долга на момент погашения. Общая сумма гарантий Компании составила 98 млн долл. США и 348 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Из них 2 млн долл. США и 19 млн долл. США относятся к задолженности по процентам на сумму неоплаченного долга по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что компания «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств по срокам погашения кредитной линии. Гарантия Компании обеспечена ее 54%-й долей в компании «ЛУКАРКО» с балансовой стоимостью, равной 586 млн долл. США и 462 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо существенных обязательств.

Примечание 20. 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»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» 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 существующие требования болгарского и румынского законодательств. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 357 млн долл. США и 42 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» соответственно.

В соответствии с лицензионными соглашениями Группа должна осуществить инвестиции в Российской Федерации в размере 1 168 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 231 млн долл. США в последующие годы. Руководство Группы считает, что существенная доля этих обязательств будет исполнена в рамках контрактов на оказание услуг по строительству, заключенных с Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (см. ниже).

В связи с продажей компании «ЛУКОЙЛ-Бурение» в 2004 г. Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению. По условиям контракта услуги по бурению в сумме 791 млн долл. США будут оказаны компанией «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») в течение 2009 г.

Компания подписала четырехлетнее соглашение 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 2009 г. оценивается Группой в сумме около 549 млн долл. США.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 751 млн долл. США в течение последующих 29 лет.

Группа имеет обязательство по приобретению в течение 2009 г. оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода «Карпатнефтехим Лтд.», расположенного на Украине, в сумме 118 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы ТГК-8 (см. Примечание 17. «Приобретение новых компаний»). По условиям этой программы до конца 2012 г. должны быть построены электростанции суммарной мощностью 890 МВт. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 1 225 млн долл. США.

Группа имеет обязательства по осуществлению инвестиций в разработку нефтяных месторождений в Ираке на сумму 495 млн долл. США в течение трех лет с момента, когда разработка станет возможной. В связи с существенными изменениями в политической и экономической ситуации в Ираке будущее этого контракта представляется недостаточно ясным. Однако Группа в альянсе с компанией «КонокоФиллипс» активно отстаивает свои законные права по данному контракту.

Обязательства по операционной аренде

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 1 412 млн долл. США. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2008 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2008
2009	489
2010	268
2011	170
2012	139
2013	109
в последующие годы	237

Страхование

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

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

Обязательства по природоохранной деятельности

Компании Группы и предшествовавшие им организации осуществляли свою деятельность в Российской Федерации и других странах в течение многих лет, что привело к возникновению определенных экологических проблем. В настоящее время законодательство по охране окружающей среды в Российской Федерации и других странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность, находится на 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 либо относится на затраты по мере возникновения.

Налогообложение

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

Однако в некоторых случаях налоговый год может быть открыт в течение более длительного периода. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают все более активную позицию в трактовке и применении налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и 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.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

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. Это ходатайство было отклонено. 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. В январе 2009 г. состоялись два предварительных слушания, проведенные Судом. Суд разрешил провести ограниченные слушания по вопросам, касающимся юрисдикции. Суд не установил дату слушаний для установления юрисдикции. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

20 февраля 2004 г. Окружной суд Стокгольма отменил решение Арбитражного трибунала при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты (далее – Арбитражный трибунал) от 25 июня 2001 г., отказавшего в рассмотрении искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на разведку алмазного месторождения, а также о возмещении убытков в размере 492 млн долл. США. В марте 2004 г. АГД подало апелляционную жалобу на решение Окружного суда Стокгольма в Апелляционный суд Швеции. 15 ноября 2005 г. Апелляционный суд Швеции отклонил апелляционную жалобу АГД и оставил в силе решение Окружного суда Стокгольма. 13 декабря 2005 г. АГД подало жалобу на решение Апелляционного суда Швеции в Верховный суд Швеции. 13 апреля 2006 г. Верховным судом Швеции отказано в принятии заявления АГД об апелляции на решение Апелляционного суда Швеции от 15 ноября 2005 г. 6 мая 2006 г. от имени АДК получено уведомление о начале арбитража. 20 декабря 2006 г. состоялось первое заседание Арбитражного трибунала с участием сторон для решения процедурных вопросов ведения арбитражного дела. По результатам слушаний Арбитражным трибуналом издан процедурный приказ, определяющий порядок и сроки дальнейшего ведения дела. В мае 2007 г. АДК подало исковое заявление, в котором просит Трибунал потребовать от АГД перерегистрации лицензии на разведку алмазного месторождения на компанию «Алмазный берег». 22 октября 2007 г. АГД предоставило отзыв по данному иску. 5 февраля 2009 г. Арбитражный трибунал вынес Procedural приказ, в котором определил порядок и сроки ведения дела в 2009 г. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

В июле 2008 г. Федеральная Антимонопольная Служба Российской Федерации возбудила дело против крупнейших российских нефтяных компаний, включая Компанию, о нарушении ими антимонопольного законодательства, выразившемся в злоупотреблении доминирующим положением на рынках реализации нефтепродуктов. Было вынесено решение, которое обжаловано в Арбитражном суде Москвы. Рассмотрение дела было назначено на конец марта 2009 г. В течение второй половины 2008 г. и первого квартала 2009 г. против Компании и некоторых организаций Группы были возбуждены новые дела о нарушении антимонопольного законодательства. Инкриминируемые нарушения в основном касаются установления монопольно высоких цен на нефтепродукты (автомобильные бензины, дизельное, авиационное топливо и мазут), а также согласованных действий по установлению и поддержанию цен на нефтепродукты. Общая сумма претензий может составить от 79 млн долл. США до 240 млн долл. США. Вынесенные антимонопольными органами акты обжалованы в судах. Руководство уверено, что организации Группы «ЛУКОЙЛ» следовали всем требованиям законодательства и, соответственно, считает, что конечный результат антимонопольных споров не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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 21. 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 страхования оказываются 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, 12, 14, 17, 18, 19 и 22.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 436 млн долл. США, 652 млн долл. США и 754 млн долл. США в 2008, 2007 и 2006 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 86 млн долл. США, 77 млн долл. США и 19 млн долл. США в 2008, 2007 и 2006 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 1 877 млн долл. США, 1 333 млн долл. США и 1 739 млн долл. США в 2008, 2007 и 2006 гг. соответственно.

Связанными сторонами в 2008, 2007 и 2006 гг. были оказаны строительные услуги на сумму 14 млн долл. США, 30 млн долл. США и 13 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 33 млн долл. США, 26 млн долл. США и 49 млн долл. США в 2008, 2007 и 2006 гг. соответственно.

В 2008, 2007 и 2006 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на 93 млн долл. США, 143 млн долл. США и 133 млн долл. США соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 248 млн долл. США и 563 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 36 млн долл. США и 139 млн долл. США на 31 декабря 2008 и 2007 гг. соответственно.

Примечание 22. Программа вознаграждения

С 2003 по 2006 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению для определенных членов руководства. Эта программа предусматривала выплату вознаграждения в зависимости от роста курса обыкновенных акций Компании. Количество акций, подлежащих распределению среди сотрудников по данной программе, составило 8,8 млн штук. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникло в декабре 2006 г. В феврале 2007 г. данная программа вознаграждения была закрыта. По результатам этого закрытия сотрудники приобрели 8,8 млн акций, находившихся у Группы в составе акций, выкупленных у акционеров, по цене, определенной на дату введения программы в сумме 129 млн долл. США, и продали Группе обратно 1,5 млн акций за 134 млн долл. США. Обязательство по данной программе в сумме 537 млн долл. США было погашено путем передачи 7,3 млн акций.

Примечание 22. Программа вознаграждения (продолжение)

В декабре 2006 г. Компания ввела новую программу по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2007 по 2009 гг. Эта программа 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. Справедливая стоимость данной программы на дату ее введения была определена в сумме 289 млн долл. США. Данная стоимость была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертонна. В модели использованы: безрисковая процентная ставка, равная 6,00% годовых; ожидаемая дивидендная доходность, равная 1,59% годовых; ожидаемый срок программы – три года; фактор волатильности, равный 30,07%. Ожидаемый фактор волатильности был определен на основе данных исторической волатильности акций Компании в течение трехлетнего периода до января 2007 г.

Расходы по данной программе составили 134 млн долл. США и 125 млн долл. США в течение 2008 и 2007 гг. соответственно. Из них 103 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в каждом соответствующем периоде и 22 млн долл. США были включены в состав статьи «Прочие долгосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на 31 декабря 2008 и 2007 гг. Общая сумма признанного налогового дохода, связанного с данным начислением, составила 21 млн долл. США и 30 млн долл. США в течение 2008 и 2007 гг. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2008 г. существуют непризнанные расходы в сумме 83 млн долл. США, по которым безусловное право на вознаграждение еще не получено. Данные расходы предполагается признавать регулярно до декабря 2009 г.

Примечание 23. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2008, 2007 и 2006 гг. в соответствии с Положением № 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.

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

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».

Сегменты деятельности

2008	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
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)	-
Итого выручка от реализации	27 607	104 714	2 095	2 785	(29 521)	107 680
Операционные расходы и общая стоимость закупок	3 779	67 061	1 934	2 361	(29 158)	45 977
Амортизация и износ	1 938	817	34	169	-	2 958
Расходы по процентам	870	570	4	295	(1 348)	391
Налог на прибыль	820	2 496	14	(162)	54	3 222
Чистая прибыль	4 234	5 130	(117)	(160)	57	9 144
Итого активы	47 130	45 039	940	12 751	(34 399)	71 461
Капитальные затраты	7 889	2 150	121	429	-	10 589
2007	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 527	77 960	2 348	56	-	81 891
Межсегментная деятельность	22 331	2 191	19	325	(24 866)	-
Итого выручка от реализации	23 858	80 151	2 367	381	(24 866)	81 891
Операционные расходы и общая стоимость закупок	3 813	52 032	1 904	206	(23 801)	34 154
Амортизация и износ	1 427	663	28	54	-	2 172
Расходы по процентам	611	621	4	218	(1 121)	333
Налог на прибыль	1 838	1 642	23	4	-	3 507
Чистая прибыль	4 686	4 770	148	243	(336)	9 511
Итого активы	43 395	41 091	1 004	8 412	(34 270)	59 632
Капитальные затраты	7 262	1 822	171	117	-	9 372

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

2006	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 659	64 116	1 869	40	-	67 684
Межсегментная деятельность	18 989	1 786	22	216	(21 013)	-
Итого выручка от реализации	20 648	65 902	1 891	256	(21 013)	67 684
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	3 232	43 098	1 561	138	(20 735)	27 294
Расходы по процентам	1 269	542	19	21	-	1 851
Налог на прибыль	451	341	2	187	(679)	302
Чистая прибыль	1 617	1 129	23	4	-	2 773
Итого активы	3 578	3 652	96	272	(114)	7 484
Итого активы	34 152	32 168	794	7 340	(26 217)	48 237
Капитальные затраты	5 120	1 475	172	119	-	6 886

Географические сегменты

	2008	2007	2006
Реализация нефти на территории России	600	440	376
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	24 007	19 258	17 649
Реализация нефтепродуктов на территории России	13 872	9 583	8 151
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	62 542	47 154	37 459
Реализация продуктов нефтехимии в России	880	733	569
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	1 232	1 569	1 260
Прочая реализация на территории России	2 335	1 644	1 167
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 212	1 510	1 053
Итого выручка от реализации	107 680	81 891	67 684

2008	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	138	19 905	87 637	-	107 680
Межсегментная деятельность	15 436	38 808	40	(54 284)	-
Итого выручка от реализации	15 574	58 713	87 677	(54 284)	107 680
Операционные расходы и общая стоимость закупок					
Амортизация и износ	2 011	19 789	78 220	(54 043)	45 977
Расходы по процентам	832	1 499	627	-	2 958
Налог на прибыль	37	196	260	(102)	391
Чистая прибыль	603	2 203	362	54	3 222
Итого активы	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

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

2007	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	118	13 226	68 547	-	81 891
Межсегментная деятельность	14 045	31 781	30	(45 856)	-
Итого выручка от реализации	14 163	45 007	68 577	(45 856)	81 891
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	988	2 087	432	-	3 507
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
2006	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	318	10 693	56 673	-	67 684
Межсегментная деятельность	11 673	26 773	33	(38 479)	-
Итого выручка от реализации	11 991	37 466	56 706	(38 479)	67 684
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 751	14 038	49 757	(38 252)	27 294
Амортизация и износ	568	781	502	-	1 851
Расходы по процентам	17	104	234	(53)	302
Налог на прибыль	849	1 530	394	-	2 773
Чистая прибыль	2 769	4 117	978	(380)	7 484
Итого активы	12 967	25 483	18 921	(9 134)	48 237
Капитальные затраты	1 487	3 944	1 455	-	6 886

Реализация Группы сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 47 066 млн долл. США, 35 868 млн долл. США и 31 037 млн долл. США в 2008, 2007 и 2006 гг. соответственно. Реализация Группы сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 12 171 млн долл. США, 11 481 млн долл. США и 9 112 млн долл. США в 2008, 2007 и 2006 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 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

По состоянию на 31 декабря 2008 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
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.

По состоянию на 31 декабря 2007 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
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.

По состоянию на 31 декабря 2006 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	351	511	862	13	875
Доказанные запасы нефти и газа	4 887	30 817	35 704	746	36 450
Накопленные износ и амортизация	(644)	(13 125)	(13 769)	(166)	(13 935)
Чистые капитализированные затраты	4 594	18 203	22 797	593	23 390

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 310 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 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

2008	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
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
Итого затраты	1 931	6 754	8 685	154	8 839

2007	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
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
Итого затраты	877	7 132	8 009	115	8 124

2006	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	50	529	579	-	579
недоказанные запасы	5	769	774	-	774
Затраты на геологоразведку	192	276	468	11	479
Затраты на разработку	594	3 901	4 495	157	4 652
Итого затраты	841	5 475	6 316	168	6 484

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с Положением № 69 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.

2008	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 839	24 307	26 146	1 112	27 258
Передачи	-	17 941	17 941	11	17 952
Итого доходы	1 839	42 248	44 087	1 123	45 210
Затраты на добычу (не включая налоги)					
Затраты на геологоразведку	(202)	(3 006)	(3 208)	(74)	(3 282)
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)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	613	9 574	10 187	339	10 526

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
Итого доходы	1 351	30 676	32 027	962	32 989
Затраты на добычу (не включая налоги)					
Затраты на геологоразведку	(140)	(2 638)	(2 778)	(76)	(2 854)
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)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	403	7 273	7 676	370	8 046

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)

2006	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 207	14 241	15 448	714	16 162
Передачи	-	11 747	11 747	374	12 121
Итого доходы	1 207	25 988	27 195	1 088	28 283
Затраты					
Затраты на добычу (не включая налоги)	(151)	(2 161)	(2 312)	(97)	(2 409)
Затраты на геологоразведку	(52)	(157)	(209)	(5)	(214)
Амортизация и износ	(261)	(973)	(1 234)	(50)	(1 284)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(29)	(29)	-	(29)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(17)	(15 644)	(15 661)	(258)	(15 919)
Налог на прибыль	(316)	(1 659)	(1 975)	(322)	(2 297)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	410	5 365	5 775	356	6 131

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 (т.е. цены реализации и затраты определялись на отчетную дату). 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 этого, 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 существующих лицензий в Российской Федерации. Срок действия этих лицензий заканчивается в основном в 2013 и 2014 гг. Руководство считает, что срок действия лицензий будет продлен. Это позволит осуществлять добычу и после существующих в настоящее время сроков действия лицензий. Группа находится в процессе переоформления всех своих лицензий по добыче в Российской Федерации и уже переоформила часть этих лицензий. На настоящий момент не было ни одного неудовлетворенного запроса на переоформление срока действия лицензий.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2008, 2007 и 2006 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

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)

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
Нефть					
1 января 2006 г.	408	15 366	15 774	340	16 114
Пересмотр предыдущих оценок	15	(278)	(263)	12	(251)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	226	226	-	226
Увеличение / открытие новых запасов	14	527	541	10	551
Добыча	(27)	(648)	(675)	(28)	(703)
Реализация запасов	-	(10)	(10)	-	(10)
31 декабря 2006 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
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2006 г.	217	9 714	9 931	245	10 176
31 декабря 2007 г.	164	9 715	9 879	180	10 059
31 декабря 2008 г.	208	8 806	9 014	156	9 170

* 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 2008, 2007 и 2006 гг. составляла 426 млн барр., 559 млн барр. и 563 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2008, 2007 и 2006 гг. составляла 203 млн барр., 228 млн барр. и 191 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. футов	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
Газ					
1 января 2006 г.	3 669	21 431	25 100	198	25 298
Пересмотр предыдущих оценок	667	795	1 462	5	1 467
Приобретение неизвлеченного сырья	-	3	3	-	3
Увеличение / открытие новых запасов	-	398	398	1	399
Добыча	(60)	(494)	(554)	(11)	(565)
Реализация запасов	-	(5)	(5)	-	(5)
31 декабря 2006 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)
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
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2006 г.	1 108	6 234	7 342	138	7 480
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

* 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 2008, 2007 и 2006 гг. составляла 34 млрд куб. футов, 49 млрд куб. футов и 43 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2008, 2007 и 2006 гг. составляла 24 млрд куб. футов, 30 млрд куб. футов и 27 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями Положения № 69. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи углеводородов определяются на основе применения цен на нефть и газ, действующих на конец года, 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 Положению № 69 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
31 декабря 2008 г.					
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.

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
31 декабря 2007 г.					
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.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
31 декабря 2006 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	24 767	421 215	445 982	13 896	459 878
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(9 476)	(284 993)	(294 469)	(5 699)	(300 168)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 867)	(30 307)	(33 174)	(2 271)	(35 445)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	12 424	105 915	118 339	5 926	124 265
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 282)	(66 489)	(72 771)	(3 038)	(75 809)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	6 142	39 426	45 568	2 888	48 456
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 158	1 158	-	1 158

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 300 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 6,6 млрд долл. США.

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

Дочерние компании	2008	2007	2006
Дисконтированная стоимость на 1 января	71 871	45 568	52 088
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(279)	(46)	571
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(15 663)	(11 848)	(9 014)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	(113 710)	75 908	17 496
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	79 317	(43 384)	(30 592)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 423	2 947	1 753
Затраты на разработку за период	3 528	2 308	2 383
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(3 520)	980	223
Чистое изменение налога на прибыль	11 054	(6 562)	4 002
Прочие изменения	123	185	(300)
Эффект дисконтирования	8 426	5 815	6 958
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	42 570	71 871	45 568
Доля в зависимых компаниях	2008	2007	2006
Дисконтированная стоимость на 1 января	4 828	2 888	2 659
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	17	(367)	-
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(872)	(739)	(728)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	(6 343)	3 622	906
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	901	(643)	(632)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	38	1 020	45
Затраты на разработку за период	51	74	47
Пересмотр предыдущих данных о запасах	13	(716)	153
Чистое изменение налога на прибыль	1 553	(629)	(13)
Прочие изменения	239	(38)	104
Эффект дисконтирования	581	356	347
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	1 006	4 828	2 888
Всего	2008	2007	2006
Дисконтированная стоимость на 1 января	76 699	48 456	54 747
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(262)	(413)	571
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(16 535)	(12 587)	(9 742)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	(120 053)	79 530	18 402
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	80 218	(44 027)	(31 224)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 461	3 967	1 798
Затраты на разработку за период	3 579	2 382	2 430
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(3 507)	264	376
Чистое изменение налога на прибыль	12 607	(7 191)	3 989
Прочие изменения	362	147	(196)
Эффект дисконтирования	9 007	6 171	7 305
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	43 576	76 699	48 456