



ОАО «ЛУКОЙЛ»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2010 и 2009 гг.,

подготовленная в соответствии с ОПБУ США



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

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

Заклучение независимых аудиторов

Совету Директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»:

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2010, 2009 и 2008 гг. Ответственность за подготовку данной консолидированной финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша ответственность заключается в выражении мнения по указанной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита.

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

По нашему мнению, указанная консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., а также результаты их деятельности и движение их денежных средств за 2010, 2009 и 2008 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

ЗАО КПМГ

ЗАО «КПМГ»
Москва, Российская Федерация
4 марта 2011 года

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные балансы
По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2010	2009
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 368	2 274
Краткосрочные финансовые вложения		168	75
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	5	8 219	5 935
Запасы	6	6 231	5 432
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		2 934	3 549
Прочие оборотные активы		697	574
Итого оборотные активы		20 617	17 839
Финансовые вложения	7	5 637	5 944
Основные средства	8, 9	54 629	52 228
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	676	549
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	10	1 446	1 653
Прочие внеоборотные активы		1 012	806
Итого активы		84 017	79 019
Обязательства и капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		5 607	4 906
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	2 125	2 058
Обязательства по уплате налогов		2 099	1 828
Прочие краткосрочные обязательства		944	902
Итого краткосрочные обязательства		10 775	9 694
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	9 069	9 265
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	2 417	2 080
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	1 788	1 189
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		360	412
Итого обязательства		24 409	22 640
Капитал	15		
Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»			
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(3 683)	(282)
Облигации с правом обмена на акции		(980)	-
Добавочный капитал		4 700	4 699
Нераспределенная прибыль		59 212	51 634
Прочий накопленный совокупный убыток		(67)	(75)
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		59 197	55 991
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях		411	388
Итого капитал		59 608	56 379
Итого обязательства и капитал		84 017	79 019

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
Козырев И.А.



ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2010, 2009 и 2008 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2010	2009	2008
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	22	104 956	81 083	107 680
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(7 969)	(7 124)	(8 126)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(43 579)	(31 977)	(37 851)
Транспортные расходы		(5 608)	(4 830)	(5 460)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 558)	(3 306)	(3 860)
Износ и амортизация		(4 154)	(3 937)	(2 958)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(8 978)	(6 474)	(13 464)
Акцизы и экспортные пошлины		(18 878)	(13 058)	(21 340)
Затраты на геолого-разведочные работы		(336)	(218)	(487)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(363)	(381)	(425)
Прибыль от основной деятельности		11 533	9 778	13 709
Расходы по процентам		(712)	(667)	(391)
Доходы по процентам и дивидендам		174	134	163
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	472	351	375
Убыток по курсовым разницам		(122)	(520)	(918)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)		125	(13)	(244)
Прибыль до налога на прибыль		11 470	9 063	12 694
Текущий налог на прибыль		(2 104)	(1 922)	(4 167)
Отложенный налог на прибыль		(247)	(72)	700
Итого расход по налогу на прибыль	13	(2 351)	(1 994)	(3 467)
Чистая прибыль		9 119	7 069	9 227
Минус чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях		(113)	(58)	(83)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		9 006	7 011	9 144
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):				
базовая прибыль	15	10,95	8,28	10,88
разводненная прибыль	15	10,94	8,28	10,88

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2010, 2009 и 2008 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2010		2009		2008	
	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
Остаток на 31 декабря	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(282)		(282)		(1 591)	
Акции, выкупленные у акционеров	(3 664)		-		(219)	
Выбытие акций	263		-		1 528	
Остаток на 31 декабря	(3 683)		(282)		(282)	
Облигации с правом обмена на акции						
Остаток на 1 января	-		-		-	
Приобретение облигаций с правом обмена на акции	(980)		-		-	
Остаток на 31 декабря	(980)		-		-	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 699		4 694		4 499	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	1		-		20	
Результат программы вознаграждения	98		20		103	
Выпуск конвертируемых облигаций	113		-		-	
Изменения в неконтролируемой доле дочерних компаний	(141)		(15)		-	
Выбытие собственных акций, выкупленных у акционеров	(70)		-		-	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	-		-		72	
Остаток на 31 декабря	4 700		4 699		4 694	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	51 634		45 983		38 349	
Чистая прибыль	9 006	9 006	7 011	7 011	9 144	9 144
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 428)		(1 360)		(1 510)	
Остаток на 31 декабря	59 212		51 634		45 983	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(75)		(70)		(59)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	12	12	(4)	(4)	(5)	(5)
(Актuarный убыток) актуарная прибыль	(4)	(4)	1	1	(6)	(6)
Непризнанный убыток от ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации	-	-	(2)	(2)	-	-
Остаток на 31 декабря	(67)		(75)		(70)	
Итого совокупный доход за год		9 014		7 006		9 133
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря	59 197		55 991		50 340	
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях						
Остаток на 1 января	388		670		577	
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	113		58		83	
Изменение в неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(90)		(340)		10	
Остаток на 31 декабря	411		388		670	
Итого капитал на 31 декабря	59 608		56 379		51 010	

ОАО «ЛУКОЙЛ»**Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2010, 2009 и 2008 гг.**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Движение акций		
	2010	2009	2008
	(тыс. штук)	(тыс. штук)	(тыс. штук)
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января	850 563	850 563	850 563
Остаток на 31 декабря	850 563	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января	(3 836)	(3 836)	(23 321)
Акции, выкупленные у акционеров	(68 912)	-	(2 899)
Выбытие акций, выкупленных у акционеров	3 540	-	22 384
Остаток на 31 декабря	(69 208)	(3 836)	(3 836)

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2010, 2009 и 2008 гг.

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2010	2009	2008
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		9 006	7 011	9 144
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		4 154	3 937	2 958
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		316	(213)	(238)
Списание затрат по сухим скважинам		225	117	317
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		363	381	425
Отложенный налог на прибыль		247	72	(700)
Неденежная прибыль по курсовым разницам		(44)	(57)	(668)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(67)	(20)	(29)
Прочие, нетто		167	138	404
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность		(2 285)	(1 171)	2 647
Запасы		(813)	(1 719)	963
Кредиторская задолженность		1 508	96	(989)
Обязательства по уплате налогов		274	292	(521)
Прочие краткосрочные активы и обязательства		490	19	599
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		13 541	8 883	14 312
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Приобретение лицензий		(15)	(40)	(12)
Капитальные затраты		(6 596)	(6 483)	(10 525)
Поступления от реализации основных средств		128	91	166
Приобретение финансовых вложений		(137)	(216)	(398)
Поступления от реализации финансовых вложений		126	478	636
Реализация дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета выбывших денежных средств		130	92	3
Приобретение дочерних компаний и долей в зависимых компаниях (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(932)	(2 473)	(3 429)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(7 296)	(8 551)	(13 559)
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(213)	(1 281)	974
Поступления от продажи активов с последующей арендой		-	-	235
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		2 515	5 467	2 884
Погашение долгосрочных обязательств		(2 267)	(2 697)	(1 547)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 471)	(1 337)	(1 437)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(85)	(85)	(168)
Финансирование, полученное от миноритарных акционеров		18	20	39
Приобретение акций Компании		(3 664)	-	(219)
Поступления от продажи акций Компании		193	-	-
Приобретение облигаций с правом обмена на акции		(980)	-	-
Приобретение неконтролируемых долей в дочерних компаниях		(192)	(372)	-
Прочие, нетто		-	-	2
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(6 146)	(285)	763
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(5)	(12)	(118)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		94	35	1 398
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 274	2 239	841
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	2 368	2 274	2 239
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		718	520	440
Налог на прибыль уплаченный		2 126	1 575	4 902

Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

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

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

В настоящую консолидированную финансовую отчетность включены данные о финансовом положении и результатах деятельности Компании, а также ее дочерних компаний, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала и которые находятся под контролем Компании, за исключением случаев, когда миноритарные акционеры имеют права существенного участия. Группа применяет эти же принципы консолидации для предприятий с переменной долей участия, если определено, что Группа является основным выгодополучателем. Существенные вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежат 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, на раскрытие условных активов и обязательств на дату подготовки финансовой отчетности, а также на суммы выручки и расходов за отчетный период. Существенные вопросы, в которых используются оценки и допущения, включают в себя балансовую стоимость нефте- и газодобывающих основных средств и прочих основных средств, обесценение деловой репутации, размер обязательств, связанных с окончанием использования активов, отложенный налог на прибыль, определение справедливой стоимости финансовых инструментов, а также размер обязательств, связанных с вознаграждением сотрудников. Фактические данные могут отличаться от указанных оценок.

Выручка

Выручка 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.

Для большинства хозяйственных операций, осуществляемых в Российской Федерации и за ее пределами, доллар США является функциональной валютой. В странах, для которых доллар США является функциональной валютой, денежные активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были пересчитаны по историческому курсу. Данные о доходах, расходах и движении денежных средств пересчитывались по курсам, приближенным к фактическим курсам, действовавшим на дату совершения конкретных операций. Прибыли и убытки по курсовым разницам, возникшие в результате пересчета статей отчетности в доллары США, включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках.

В отношении некоторых хозяйственных операций, для которых 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 2010, 2009 и 2008 гг. валютный курс составлял 30,48, 30,24 и 29,38 руб. за 1 долл. США соответственно.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Денежные средства, ограниченные в использовании

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

Дебиторская задолженность

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

Запасы

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

Финансовые вложения

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

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

Основные средства

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

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

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

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

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

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

Обязательства, связанные с окончанием использования активов

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

Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)***Снижение стоимости долгосрочных активов***

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

Налог на прибыль

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

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

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

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

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

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

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

Пенсионное обеспечение сотрудников

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

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

Собственные акции, выкупленные у акционеров

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

Прибыль на акцию

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Условные события и обязательства

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

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

Расходы на природоохранные мероприятия

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

Использование производных финансовых инструментов

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

Платежи, основанные на стоимости акций

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

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

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

Новые стандарты учета

В декабре 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (далее – ОСУ) № 2010-29 «*Раскрытие дополнительной информации о приобретениях новых компаний*». Данное ОСУ требует раскрывать дополнительную информацию, если приобретение новой компании произошло в начале предыдущего отчетного года, для целей расчета дополнительной финансовой информации за текущий и предшествующий отчетные периоды. ОСУ также требует сопровождать раскрытие информации описанием суммы и природы материальных неповторяющихся поправок. ОСУ № 2010-29 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-29 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на объемы раскрытия информации о результатах деятельности, финансовом положении и денежных потоках Группы.

В декабре 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-28 «*Когда выполнять шаг №2 теста на обесценение деловой репутации сегмента деятельности с учетной стоимостью, равной нулю, или отрицательной учетной стоимостью*». Данное ОСУ корректирует шаг №1 теста на обесценение деловой репутации сегмента деятельности с учетной стоимостью, равной нулю, или отрицательной учетной стоимостью. В результате ОСУ № 2010-28 исключает возможность для организации утверждать, что сегмент деятельности не должен выполнять шаг №2, потому что его учетная стоимость равна нулю или отрицательная, несмотря на наличие качественных факторов, указывающих на то, что деловая репутация скорее обесценена, чем нет. Вследствие этого обесценение деловой репутации будет отражаться раньше, чем согласно текущему порядку отражения. ОСУ № 2010-28 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-28 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июле 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-20 «*Раскрытие информации о надежности финансовой дебиторской задолженности и резерве на возможные потери по займам*», которое дополняет Кодификацию учетных стандартов (далее – КУС) № 310 «*Дебиторская задолженность*». Данное ОСУ обеспечивает пользователей финансовой отчетности более детальной информацией по резервам, начисленным на возможные потери по займам, и по степени надежности финансовой дебиторской задолженности, а также обязывает компании делать раскрытия, позволяющие пользователям финансовой отчетности оценивать: 1) природу кредитного риска, присущую портфелю финансовой дебиторской задолженности компании; 2) то, каким образом данный риск анализируется и оценивается при создании резерва на возможные потери по займам; 3) изменения и причины изменений резерва на возможные потери по займу. ОСУ № 2010-20 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-20 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-06 «Улучшение раскрытия информации об оценке справедливой стоимости», которое требует от компаний готовить новые раскрытия в отношении периодически повторяемых или проводимых на разовой основе оценок справедливой стоимости, в том числе в отношении существенных переводов по Категориям 1 и 2. Необходимо также развернуто (т.е. без взаимозачета активов и обязательств) раскрывать информацию в отношении приобретений, продаж, выпуска и погашения активов и обязательств, относящихся к Категории 3. Данное ОСУ также уточняет существующий порядок раскрытия оценки справедливой стоимости в отношении уровня детализации, используемых исходных данных и методов определения стоимости. ОСУ № 2010-06 применяется для промежуточных и годовых отчетных периодов, начавшихся после 15 декабря 2009 г., за исключением детализированных отчетов по Категории 3 (применяется для годовых отчетных периодов, начавшихся после 15 декабря 2010 г., а также для промежуточных отчетных периодов, относящихся к этим годовым отчетным периодам). Группа применяет ОСУ № 2010-06 начиная с промежуточной финансовой отчетности за первый квартал 2010 г. (за исключением детализированных отчетов по Категории 3). Применение ОСУ № 2010-06 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Денежные средства в рублях	367	557
Денежные средства в иностранной валюте	1 506	1 384
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	171	131
Денежные средства в связанных банках в рублях	320	174
Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте	4	28
Итого денежные средства и их эквиваленты	2 368	2 274

Примечание 4. Неденежные операции

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

	2010	2009	2008
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	67	20	29
Неденежные приобретения	-	100	1 969
Итого неденежные операции	67	120	1 998

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

	2010	2009	2008
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	7 296	8 923	13 559
Неденежные приобретения	-	100	1 969
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	67	20	29
Итого инвестиционная деятельность	7 363	9 043	15 557

Примечание 5. Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Дебиторская задолженность по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 182 и 191 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	6 748	4 389
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 149	1 205
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 50 и 41 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	322	341
Итого дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	8 219	5 935

Примечание 6. Запасы

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Нефть и нефтепродукты	5 093	4 391
Материалы для добычи и бурения	356	387
Материалы для нефтепереработки	37	37
Прочие товары, сырье и материалы	745	617
Итого запасы	6 231	5 432

Примечание 7. Финансовые вложения

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	4 529	4 754
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	1 092	1 176
Прочие долгосрочные финансовые вложения	16	14
Итого долгосрочные финансовые вложения	5 637	5 944

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.

	2010		2009		2008	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	24 348	3 672	5 139	2 275	4 590	2 144
Прибыль до налога на прибыль	9 187	675	1 305	478	1 602	807
Минус налог на прибыль	(2 682)	(203)	(407)	(127)	(869)	(432)
Чистая прибыль	6 505	472	898	351	733	375

Примечание 7. Финансовые вложения (продолжение)

	По состоянию на 31 декабря 2010		По состоянию на 31 декабря 2009	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	7 462	1 359	6 796	1 524
Основные средства	18 053	5 099	18 877	5 284
Прочие внеоборотные активы	989	350	607	240
Итого активы	26 504	6 808	26 280	7 048
Краткосрочные займы и кредиты	701	57	442	274
Прочие краткосрочные обязательства	2 844	551	3 982	817
Долгосрочные займы и кредиты	7 809	1 079	7 769	732
Прочие долгосрочные обязательства	1 805	592	1 633	471
Чистые активы	13 345	4 529	12 454	4 754

В декабре 2009 г. Группа приобрела оставшуюся 46%-ю долю в зависимой компании «ЛУКАРКО Б.В.» за 1,6 млрд долл. США, таким образом увеличив долю владения до 100%. ЛУКАРКО Б.В. является холдинговой компанией, владеющей 5%-й долей в совместном предприятии «Тенгизшевройл», разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, и 12,5%-й долей в Каспийском трубопроводном консорциуме (далее – КТК), который транспортирует казахскую и российскую нефть к морскому терминалу в Новороссийске. В результате этого приобретения Группа увеличила долю владения в Тенгизшевройл с 2,7 до 5% и долю владения в КТК с 6,75 до 12,5%. Первый платеж в сумме 300 млн долл. США был уплачен в декабре 2009 г., второй в сумме 800 млн долл. США – в декабре 2010 г. Оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее декабря 2011 г. Группа учитывает инвестиции в Тенгизшевройл и КТК по методу долевого участия.

В июне 2009 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Тоталь С.А.» о покупке 45%-й доли в нефтеперерабатывающем заводе «ТРН» (Нидерланды). Сделка была завершена в сентябре 2009 г. приблизительно за 688 млн долл. США (включая поправку к стоимости после завершения сделки). Группа осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в нефтеперерабатывающем заводе. Завод имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», большие объемы прямогонного мазута и вакуумного газойля, что позволит интегрировать его в систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов Группы. Завод с индексом сложности Нельсона 9,8 имеет мощность по первичной переработке нефти 7,9 млн т в год и мощность установки гидрокрекинга около 3,4 млн т в год. Данное приобретение сделано в соответствии с планами Группы по наращиванию перерабатывающих мощностей в Европе.

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2010	по состоянию на 31 декабря 2009	по состоянию на 31 декабря 2010	по состоянию на 31 декабря 2009
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	26 137	23 465	15 260	13 878
Европейская часть России	25 660	24 908	17 713	17 761
За рубежом	7 114	6 371	5 624	5 170
Итого	58 911	54 744	38 597	36 809
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	5	6	3	5
Европейская часть России	11 057	10 009	7 205	6 717
За рубежом	6 883	6 849	4 511	4 783
Итого	17 945	16 864	11 719	11 505
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	185	186	89	94
Европейская часть России	4 404	4 170	3 881	3 697
За рубежом	440	189	343	123
Итого	5 029	4 545	4 313	3 914
Итого основные средства	81 885	76 153	54 629	52 228

Компания проводит ежегодный тест на обесценение своих активов. Тест основан на геологических моделях и программах развития, которые пересматриваются не реже одного раза в год. Справедливая стоимость тестируемых активов определяется путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков.

В результате проведенного теста в 2010 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионах России в сумме 164 млн долл. США. В 2009 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионах России в сумме 238 млн долл. США. В 2009 г. Группа также признала убыток от обесценения инвестиций в проект в Иране в сумме 63 млн долл. США в связи с невозможностью осуществления дальнейших работ на месторождении из-за наличия экономических санкций со стороны Правительства США.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 1 798 млн долл. США и 1 199 млн долл. США соответственно. Из них 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на каждую отчетную дату. Ниже приводятся изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в течение 2010 и 2009 гг.

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

	2010	2009
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	1 199	728
Расход от начисления обязательств	124	63
Новые обязательства	190	146
Изменения в оценке существующих обязательств	314	311
Расходы по существующим обязательствам	(6)	(7)
Выбытие имущества	(4)	(13)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(19)	(29)
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря	1 798	1 199

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2010 и 2009 гг., относятся к Категории 3 (стоимость которых основана на допущениях участников рынка и показателях, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками) оценки по справедливой стоимости.

Примечание 9. Скважины, находящиеся в консервации

Чистое изменение капитализированной стоимости разведочных скважин, находящихся в консервации, в 2010, 2009 и 2008 гг. составило:

	По состоянию на 31 декабря		
	2010	2009	2008
Остаток на 1 января	406	337	216
Поступления в связи с ожиданием признания доказанных запасов	156	124	130
Списано на расходы	(94)	(36)	(9)
Перенос в связи с признанием доказанных запасов	(63)	(19)	-
Остаток на 31 декабря	405	406	337

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

	По состоянию на 31 декабря		
	2010	2009	2008
Стоимость разведочных скважин, капитализированных на балансе:			
в течение одного года и менее	213	124	125
в течение второго года	7	122	88
в течение третьего года	89	86	61
в течение четвертого года	82	58	49
в течение пятого года и более	14	16	14
в течение более чем одного года	192	282	212
Итого стоимость капитализированных разведочных скважин	405	406	337
Количество проектов, в которых имеются разведочные скважины, капитализированные в течение более чем одного года	11	15	20

Примечание 9. Скважины, находящиеся в консервации (продолжение)

Сроки нахождения на балансе разведочных скважин, капитализированных в течение более чем одного года с момента окончания бурения, по состоянию на 31 декабря 2010 г.:

Название проекта (месторождения)	Регион	По состоянию на 31 декабря 2010	Годы, в течение которых были пробурены скважины
Блок А	Саудовская Аравия	154	2007-2008
Винниковское	Европейская часть России	7	2008
Центрально-Астраханское	Европейская часть России	6	2008-2009
Габышевское	Европейская часть России	5	2008-2009
Ширяевское	Европейская часть России	4	2004-2005
6 проектов менее чем 4 млн долл. США каждый	Европейская часть России	16	2005-2009
Итого 11 проектов		192	

В настоящее время Компания определяет план будущей разработки данных проектов.

Примечание 10. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	391	419
Лицензии и прочие нематериальные активы	409	465
Деловая репутация	646	769
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	1 446	1 653

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

В декабре 2010 г. Группа признала убыток от обесценения деловой репутации по приобретению группы «Акпет» в сумме 114 млн долл. США в связи с изменениями рыночных условий, вызванных частично изменениями в законодательстве. При расчете справедливой стоимости использовалась техника чистой приведенной стоимости (Категория 3 оценки по справедливой стоимости). Группа «Акпет» управляет 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. Были также другие незначительные изменения в деловой репутации, относящиеся к выбытию активов.

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	728	442
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	66	77
Рублевые облигации со ставкой 13,5%	-	496
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 331	1 043
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	2 125	2 058

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 609 млн долл. США и 282 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 29 млн долл. США и 76 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы ноль и 18 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 90 млн долл. США и 66 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составляла 1,87% и 2,02% годовых соответственно.

Рублевые облигации

В июне 2009 г. Компания выпустила 15 млн штук краткосрочных биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Облигации были размещены по номинальной стоимости на срок 364 дня со ставкой купона 13,5% годовых. Купон выплачивался в конце срока погашения. В июне 2010 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 2 071 и 3 967 млн долл. США на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	3 764	4 043
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	-	1 939
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	896	895
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 388	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	500
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	595	595
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,125% и сроком погашения в 2020 г.	998	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	500
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	262	265
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	820	827
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	328	331
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	197	198
Долгосрочные обязательства по аренде	152	215
Общая сумма долгосрочной задолженности	10 400	10 308
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 331)	(1 043)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	9 069	9 265

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

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 1 707 млн долл. США и 3 493 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 369 млн долл. США и 487 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы 1 667 млн долл. США (включая займы от компании «КонокоФиллипс») и 42 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 21 млн долл. США и 21 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2011 до 2038 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составляла 4,50% и 2,77% годовых соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций, за исключением займов от компании «КонокоФиллипс», которая перестала быть связанной стороной Группы по состоянию на конец третьего квартала 2010 г., составляла 1,92% годовых по состоянию на 31 декабря 2010 г. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 8% от суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций обеспечено экспортными поставками и основными средствами.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с задолженностью в сумме 720 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2013 г. Кредит был организован банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио-Мицубиши ЮФЖ», «ИНГ Банк», «Мизухо Корпорейт Банк» и «ВестЛБ». Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (три месяца) плюс 0,85% до ЛИБОР (три месяца) плюс 0,95% годовых.

Две компании Группы имеют необеспеченные займы, организованные банками «АБН АМРО Банк», «Банк Токио-Мицубиши ЮФЖ», «Барклайз Кэпитал», «БНП Париба», «Ситибанк», «Дрезднер Клейнворт», «ИНГ Банк» и «ВестЛБ», с общей суммой задолженности 212 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и сроком погашения в 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 221 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2017 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,45% до ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,65% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис» и поддержанный гарантией Корпорации США по частным инвестициям за рубежом, с задолженностью в сумме 158 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 121 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2019 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,125% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 100 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и сроком погашения в 2011 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (один месяц) плюс 0,90% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2010 г. составила 133 млн долл. США с датами погашения от 2011 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 3,98% годовых.

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

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2010 г. составила 442 млн долл. США с датами погашения от 2011 до 2018 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 1,18% годовых.

Компании Группы имеют кредитные соглашения с бывшей связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 1 657 млн долл. США, подлежащих уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 424 млн долл. США, выданных 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 8,0% годовых. Данное финансирование используется для разработки нефтяных месторождений и развития сбытовой инфраструктуры в Тимано-Печорском регионе России.

Конвертируемые облигации в долларах США

В декабре 2010 г. компания Группы выпустила необеспеченные конвертируемые облигации стоимостью 1,5 млрд долл. США с купонной доходностью 2,625% годовых и погашением в июне 2015 г. Облигации были размещены по номинальной стоимости. Облигации конвертируются в АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании), курс обмена составляет 73,7087 долл. США за АДР. Держатели облигаций имеют право конвертировать облигации в АДР Компании в период с 40-го дня после даты выпуска и до 6-го торгового дня перед датой погашения. Эмитент имеет право погасить облигации после 31 декабря 2013 г.

Неконвертируемые облигации в долларах США

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

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

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

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

Рублевые облигации

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

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

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

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению в течение последующих пяти лет долгосрочных долговых обязательств, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 331 млн долл. США в 2011 г., 1 556 млн долл. США в 2012 г., 645 млн долл. США в 2013 г., 1 069 млн долл. США в 2014 г., 1 548 млн долл. США в 2015 г. и 4 251 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 13. Налоги

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

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

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

По состоянию на 1 января 2010 и 2009 гг., а также в течение 2010, 2009 и 2008 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 2008 г.

Примечание 13. Налоги (продолжение)

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2010 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 от деятельности Группы в России и за рубежом.

	2010	2009	2008
По России	10 569	9 013	12 767
За рубежом	901	50	(73)
Прибыль до налога на прибыль	11 470	9 063	12 694

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2010	2009	2008
Текущий налог на прибыль			
По России	1 693	1 677	3 614
За рубежом	411	245	553
Итого текущий налог на прибыль	2 104	1 922	4 167
Отложенный налог на прибыль			
По России	299	98	(523)
За рубежом	(52)	(26)	(177)
Итого расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	247	72	(700)
Итого налог на прибыль	2 351	1 994	3 467

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.

	2010	2009	2008
Прибыль до налогообложения	11 470	9 063	12 694
Условная сумма налога по установленной в России ставке (20% для 2010 и 2009 гг., 24% – для 2008 г.)	2 294	1 813	3 047
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	266	252	792
влияния различия налоговых ставок за рубежом	(4)	68	159
эффекта законодательно установленного изменения налоговых ставок	-	-	(299)
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(226)	(251)	(261)
изменения величины оценочного резерва	21	112	29
Итого налог на прибыль	2 351	1 994	3 467

Примечание 13. Налоги (продолжение)

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2010	2009	2008
Налог на добычу полезных ископаемых	7 864	5 452	12 267
Социальные налоги и отчисления	429	399	512
Налог на имущество	518	470	405
Прочие налоги и отчисления	167	153	280
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	8 978	6 474	13 464

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Прочие оборотные активы	77	66
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	676	549
Прочие краткосрочные обязательства	(85)	(50)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 417)	(2 080)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 749)	(1 515)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Дебиторская задолженность	42	42
Долгосрочные обязательства	387	295
Запасы	1	5
Основные средства	263	209
Кредиторская задолженность	14	28
Перенос убытков прошлых периодов	527	555
Прочие	161	132
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 395	1 266
Минус оценочный резерв	(418)	(397)
Активы по отложенному налогу на прибыль	977	869
Основные средства	(2 513)	(2 189)
Кредиторская задолженность	(2)	(6)
Дебиторская задолженность	(30)	(7)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(61)	(58)
Запасы	(57)	(68)
Финансовые вложения	(15)	(16)
Прочие	(48)	(40)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 726)	(2 384)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 749)	(1 515)

В результате приобретения новых компаний в течение 2009 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 35 млн долл. США.

Примечание 13. Налоги (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2010 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 17 777 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 КУС № 830 «Учет курсовых разниц» и КУС № 740 «Учет налога на прибыль» не признаются активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к курсовым разницам, возникшим в результате пересчета операций и активов и обязательств из рублей в доллары США с использованием исторического курса. В соответствии с КУС № 740 не признаются также активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к соответствующей переоценке основных средств в российском учете.

На основании данных прошлых периодов и прогнозов относительно размера налогооблагаемой прибыли будущих периодов, в течение которых могут быть реализованы активы по отложенному налогу на прибыль, руководство считает более вероятным, чем нет, получение компаниями Группы по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 073 млн долл. США, из которых 3 млн долл. США должны быть использованы в 2011 г., 203 млн долл. США – до 2012 г., 444 млн долл. США – до 2013 г., 14 млн долл. США – до 2014 г., 1 млн долл. США – до 2015 г., 389 млн долл. США – до 2016 г., 40 млн долл. США – до 2017 г., 6 млн долл. США – до 2018 г., 15 млн долл. США – до 2019 г., 15 млн долл. США – до 2020 г., 374 млн долл. США – до 2021 г., 5 млн долл. США – до 2025 г., 67 млн долл. США – до 2026 г., 77 млн долл. США – до 2027 г., 107 млн долл. США – до 2028 г., 60 млн долл. США – до 2029 г., 64 млн долл. США – до 2030 г. и 187 млн долл. США не ограничены сроком использования.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение

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

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

Основой пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволяет работникам вносить в пенсионный фонд часть заработной платы и при выходе на пенсию получить единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника (до 2% от годовой заработной платы в течение периода до 1 октября 2010 г., и до 4% от годовой заработной платы в последующие периоды). У работников при выходе на пенсию будет также право на получение пенсии из средств, аккумулированных в период действия предыдущего пенсионного плана, который был заменен в декабре 2003 г. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Сумма была определена с помощью формулы, рассчитанной исходя из сроков предыдущей службы и соответствующей заработной платы по состоянию на 31 декабря 2003 г.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2010	2009
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	291	288
Влияние курсовых разниц	(2)	(7)
Стоимость вклада текущего года службы	16	17
Процентные расходы	23	23
Изменения пенсионного плана	6	6
Актуарный убыток (прибыль)	2	(3)
Приобретения	3	8
Выплаченные пенсии	(40)	(30)
Прибыль от секвестра	(3)	(11)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	296	291
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	108	88
Влияние курсовых разниц	(1)	(1)
Рентабельность активов пенсионного плана	6	12
Взносы компаний Группы	39	45
Выбытия	-	(6)
Выплаченные пенсии	(40)	(30)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	112	108
Статус фондирования	(184)	(183)
Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(144)	(143)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(40)	(40)

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Ставка дисконтирования	7,80%	8,70%
Ставка роста заработной платы	7,70%	8,10%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Ставка дисконтирования	8,70%	9,00%
Ставка роста заработной платы	8,10%	8,61%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,07%	10,89%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2010	2009
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	84	96
Неотраженная актуарная прибыль	(6)	(10)
Итого затраты	78	86

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Дополнительная убыток (прибыль) за период	4	(5)
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	6	6
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(18)	(2)
Чистая сумма, признанная за период	(8)	(1)

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.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

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

Виды активов	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Векселя российских эмитентов	-	3%
Российские корпоративные облигации	37%	25%
Российские муниципальные облигации	2%	4%
Депозиты в банках	41%	42%
Акции российских эмитентов	5%	8%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	1%	2%
Акции в инвестиционных фондах	13%	14%
Прочие активы	1%	2%
	100%	100%

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

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

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

	2010	2009	2008
Пенсии, заработанные в течение года	16	17	22
Процентные расходы	23	23	19
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(11)	(10)	(11)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	18	2	11
Прибыль от секвестра	(3)	(11)	-
Итого расходы за период	43	21	41

Общий взнос работодателя в 2011 г. ожидается в размере 32 млн долл. США. Сумма 14 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2011 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

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

	2011	2012	2013	2014	2015	За годы 2011 – 2015	За годы 2016 – 2020
Пенсионные выплаты	55	15	10	10	9	99	28
Прочие долгосрочные выплаты работникам	40	16	15	14	13	98	56
Итого предполагаемые выплаты	95	31	25	24	22	197	84

Примечание 15. Акционерный капитал**Обыкновенные акции**

	По состоянию на 31 декабря 2010 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2009 (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)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(69 208)	(3 836)
Акции в обращении	781 355	846 645

Дивиденды и ограничение по дивидендам

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

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

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 24 июня 2010 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2009 г. в размере 52,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,68 долл. США. Задолженность по дивидендам в размере 13 млн долл. США включена в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.

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

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

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

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

	2010	2009	2008
Чистая прибыль	9 006	7 011	9 144
Плюс проценты по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 2,625% годовых и сроком погашения в 2015 г. (за вычетом налога по действующей ставке)	3	-	-
Итого разводненная чистая прибыль	9 009	7 011	9 144
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	822 359	846 646	840 108
Плюс собственные акции для целей конвертации облигаций (тыс. штук)	892	-	-
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	823 251	846 646	840 108

Собственные акции, выкупленные у акционеров

28 июля 2010 г. компания Группы подписала соглашение с дочерней компанией КонокоФиллипс о приобретении у нее 64,6 млн обыкновенных акций Компании по цене 53,25 долл. США за акцию на общую сумму 3 442 млн долл. США. Данная сделка была завершена в августе 2010 г. Кроме этого, данное соглашение предусматривало 60-дневный опцион на приобретение Группой части или всего количества из оставшихся 98,7 млн обыкновенных акций Компании, которыми владела дочерняя компания КонокоФиллипс, по цене 56 долл. США за акцию.

26 сентября 2010 г. компания Группы воспользовалась опционом на приобретение акций у дочерней компании КонокоФиллипс путем уведомления о его исполнении в отношении 42 500 000 АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании). Компания Группы продала данные АДР банку «ЮниКредит Банк АГ». Данные операции были завершены 29 сентября 2010 г., когда 42 500 000 АДР Компании были непосредственно переведены банку «ЮниКредит Банк АГ», который оплатил стоимость приобретения в сумме 2,38 млрд долл. США дочерней компании КонокоФиллипс.

Одновременно банк «ЮниКредит Банк АГ» выпустил для компании Группы облигации с правом их обмена на 17 500 000 АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. Данные облигации были классифицированы как акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ».

Банк «ЮниКредит Банк АГ» выпустил также опцион для компании Группы на приобретение у него дополнительных 25 000 000 АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. Данный опцион предусматривает приобретение АДР Компании по рыночной цене не ниже 56 долл. США за одну АДР и прекращает свое действие, если рыночная цена будет меньше или равна 50 долл. США за АДР. В настоящее время справедливая стоимость опциона равна нулю.

Связанная сторона Группы владеет облигациями с правом обмена на 25 000 000 АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. в случае неисполнения компанией Группы своего опциона или в случае, если этот опцион станет недействительным. В случае исполнения опциона компанией Группы связанная сторона получит от банка «ЮниКредит Банк АГ» денежные средства, эквивалентные стоимости АДР, уплаченной компанией Группы.

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

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

Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составила 10 225 млн долл. США и 9 976 млн долл. США соответственно. Расчет был произведен путем дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств и включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, в том числе их текущую часть и расходы по процентам. Под рыночной процентной ставкой понимается ставка привлечения долгосрочных заимствований компаниями с аналогичным кредитным рейтингом на аналогичные сроки, с аналогичным графиком погашения и аналогичными прочими основными условиями. В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2010 г., отсутствовали существенные операции и события, которые могли бы повлиять на нефинансовые активы и обязательства, определяемые по справедливой стоимости на нерегулярной основе.

Производные финансовые инструменты

Группа использует финансовые и товарные производные контракты для управления рисками, связанными с колебаниями обменных курсов иностранных валют, цен на товары или для использования рыночных возможностей. Поскольку в настоящее время Группа не применяет метод учета операций хеджирования в соответствии с КУС № 815 «*Производные финансовые инструменты и операции хеджирования*», все прибыли и убытки от операций с производными финансовыми инструментами, как реализованные, так и нереализованные, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

КУС № 815 требует, чтобы договоры купли-продажи товаров, легко конвертируемых в денежные средства (таких как нефть, газ и бензин), отражались в бухгалтерском балансе как производные инструменты. Исключение составляют контракты по товарам, которые Группа планирует использовать или продать в течение разумного периода времени в ходе ведения обычной хозяйственной деятельности (т.е. контракты, применяемые для купли и продажи в рамках обычной деятельности). Для учета определенных долгосрочных контрактов по продаже нефтепродуктов Группа использует исключение и учитывает их как обычные сделки по приобретению или продаже. Указанное выше исключение используется для учета контрактов, применяемых для купли и продажи в рамках обычной деятельности, при отражении подходящих договоров физической купли-продажи нефти и нефтепродуктов. И тем не менее Группа может отказаться от использования этого исключения (например, когда другой производный инструмент используется для управления рисками, связанными с договором на покупку или продажу, но метод учета операций хеджирования не используется. В этом случае оба договора – на покупку или продажу и договор производного инструмента – будут отражены в балансе по справедливой стоимости).

Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)

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

	По состоянию на 31 декабря 2010				По состоянию на 31 декабря 2009			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
Активы								
Товарные производные финансовые инструменты	-	226	-	226	-	341	-	341
Итого активы	-	226	-	226	-	341	-	341
Обязательства								
Товарные производные финансовые инструменты	-	(264)	-	(264)	-	(386)	-	(386)
Итого обязательства	-	(264)	-	(264)	-	(386)	-	(386)
Чистые обязательства	-	(38)	-	(38)	-	(45)	-	(45)

Указанная выше стоимость основана на анализе каждого контракта, являющегося минимальной единицей учета, согласно требованиям КУС № 820 «*Определение справедливой стоимости и раскрытия*». Таким образом, активы и обязательства по производным финансовым инструментам по одному контрагенту не сальдируются даже при наличии прав производить взаимозачет. Прибыли и убытки по договорам одного уровня могут быть зачтены против прибылей или убытков по договорам другого уровня или против изменений в сумме договоров физических поставок или данных, которые не отражены в таблице, указанной выше.

Контракты по товарным производным финансовым инструментам

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

Справедливая стоимость активов и обязательств по товарным производным финансовым инструментам по состоянию на 31 декабря 2010 г. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2010
Активы	
Дебиторская задолженность	224
Обязательства	
Кредиторская задолженность	264

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

Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)

В соответствии с требованиями КУС № 815 суммы, показанные в предыдущей таблице, указаны развернуто (т.е. без взаимозачета активов и обязательств по одному и тому же контрагенту, несмотря на то, что право произвести зачет и намерения сторон существуют). Что касается активов и обязательств по производным финансовым инструментам, которые являются результатом соответствующих товарных контрактов, то был произведен зачет в консолидированном балансе и отражена дебиторская задолженность в сумме 26 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 66 млн долл. США.

Финансовые результаты от товарных производных финансовых инструментов были включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках в состав строки «Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки» и в течение 2010 и 2009 гг. составили чистый убыток в сумме 232 млн долл. США (из которых реализованные убытки составили 235 млн долл. США и нереализованная прибыль составила 3 млн долл. США) и чистый убыток в сумме 781 млн долл. США (из которых реализованные убытки составили 406 млн долл. США и нереализованные убытки составили 375 млн долл. США) соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. сальдо по незакрытым товарным производным финансовым инструментам, основной целью которых был контроль за изменением цен по основным операциям, было несущественным.

Производные финансовые инструменты по валютным операциям

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

Справедливая стоимость активов и обязательств по производным финансовым инструментам по валютным операциям по состоянию на 31 декабря 2010 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о прибылях и убытках в течение 2010 г. было несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2010 г. также было несущественным.

Кредитный риск

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

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

Примечание 16. Финансовые инструменты (продолжение)

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

По состоянию на 31 декабря 2010 г. у Группы отсутствовали производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 3 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2010 г. кредитный рейтинг Группы снизился на один уровень с текущего «ВВВ-» (Стэндард энд Пурс) и стал бы ниже инвестиционного рейтинга, Группа была бы вынуждена отразить дополнительное обеспечение на 5 млн долл. США перед контрагентами за внебиржевые производные контракты посредством денежных средств или аккредитивов. Максимальное обеспечение, основанное на максимальном понижении рейтинга, составило бы 16 млн долл. США.

Примечание 17. Приобретение новых компаний

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

Это приобретение не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2009 г. 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.

Первоначально Группа определила, что НМНГ является предприятием с переменной долей участия, поскольку голосующие права Группы не соответствуют ее доле владения и вся деятельность НМНГ осуществляется в интересах Группы и компании «КонокоФиллипс», в прошлом связанной стороны Группы. В соответствии с требованиями КУС № 810 «Консолидация» Группа проводит анализ, связанный с качественной оценкой, чтобы определить основного выгодополучателя в данном ППДУ. В результате Группа вновь подтвердила, что она является основным выгодополучателем, и консолидировала НМНГ.

Активы НМНГ составляли приблизительно 5,5 млрд долл. США и 5,9 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

Примечание 19. Условные события и обязательства***Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы***

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

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 720 млн долл. США в течение последующих 27 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия» на 2010 – 2012 гг., по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2011 г. оценивается Группой в сумме около 1 139 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2011 г. оценивается Группой в сумме около 349 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы в своем энергетическом сегменте, по условиям которой должны быть построены электростанции суммарной мощностью 890 МВт. В настоящее время Группа согласует определенные изменения в инвестиционной программе, предусматривающие ее продление до конца 2013 г. По состоянию на 31 декабря 2010 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 660 млн долл. США.

Обязательства по операционной аренде

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 846 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 155 млн долл. США и 185 млн долл. США в течение 2010 и 2009 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2010 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2010
2011	220
2012	168
2013	130
2014	110
2015	100
в последующие годы	118

Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

Страхование

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

Обязательства по природоохранной деятельности

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

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

Активы социального назначения

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

Налогообложение

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

Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

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

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

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. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд.

Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

11 июня 2007 г. Окружной суд вынес постановление о проведении слушаний по рассмотрению доказательств по вопросу о том, распространяется ли на Компанию общая персональная юрисдикция в штате Колорадо. Слушания по вопросу юрисдикции были начаты. 26 июня 2009 г. три кредитора АДК подали Ходатайство о Принудительном Банкротстве против АДК. В конечном счете АДК подтвердила начало процедуры банкротства и дело стало рассматриваться как дело в рамках Главы 11 по приказу от 29 сентября 2009 г. 25 ноября 2009 г. после внесения дополнений в иск АДК перевело дело из Окружного суда Колорадо в Суд по Банкротствам США. 22 декабря 2009 г. Компания подала ходатайство о возможности рассмотрения дела в суде штата Колорадо. 31 декабря 2009 г. до того, как было принято решение по ходатайству о возможности рассмотрения дела, АДК подало ходатайство об отзыве упоминания о банкротстве и передаче дела для рассмотрения в Окружном суде США. 3 февраля 2010 г. Суд по Банкротствам США постановил передать ходатайство об отзыве упоминания в Окружной Суд США для дальнейшего рассмотрения. Все дела, находящиеся на рассмотрении суда, так же как и исследования обстоятельств являлись незаконченными и по ним необходимо решение Суда. 7 июля 2010 г. Окружной суд отклонил ходатайство АДК об отзыве упоминания и вернул дело на рассмотрение в Суд по Банкротствам для принятия решения по ходатайству Компании о переносе слушания и воздержании от рассмотрения дела до его возвращения в Суд штата Колорадо. 28 октября 2010 г. Суд по Банкротствам удовлетворил ходатайство Компании о возвращении дела в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, где оно в настоящий момент находится в процессе рассмотрения. Ожидается, что АДК проведет слушания по вопросу общей юрисдикции вскоре после того, как пройдут слушания 18 марта 2011 г. Руководство намеревается оспаривать юрисдикцию и отрицает все существенные заявления, сделанные против Компании. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

По состоянию на дату, когда финансовая отчетность была готова к публикации, против ряда организаций Группы в России и за рубежом рассматривалось 76 дел о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках нефтепродуктов.

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

По первому делу НПЗ Группы оспорили решение ФАС России в Арбитражном суде г. Москвы. Иски НПЗ Группы были объединены в одно производство. Кроме того, НПЗ Группы подали иски об отмене наложенных ФАС России административных штрафов в суды по месту своего нахождения. В связи с отказом НПЗ Группы от заявленных требований, объединенное дело было прекращено 13 декабря 2010 г. По тем же основаниям были прекращены судебные разбирательства по искам НПЗ Группы об отмене административных штрафов. НПЗ Группы подали ходатайства в ФАС России о предоставлении рассрочки по уплате штрафов, часть из которых на момент подготовки финансовой отчетности к публикации была удовлетворена и рассрочка предоставлена, остальные ходатайства находились в стадии рассмотрения.

Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

По второму делу НПЗ Группы подали иски по месту своего нахождения об отмене решения ФАС России и наложенных административных штрафов. В связи с подписанием соглашений между ФАС России и ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» суммы штрафных санкций были существенно снижены, производство по этим делам в судах завершено. Достигнута договоренность о подписании аналогичного соглашения с ООО «ЛУКОЙЛ-УНП». В настоящий момент производство по данному делу приостановлено. ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» произвело оплату штрафа. ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» ФАС России предоставил рассрочку уплаты штрафных санкций. После возобновления дела ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» планирует обратиться в ФАС России с ходатайством о предоставлении рассрочки.

Общая сумма административных штрафов, предъявленных организациям Группы в настоящее время и оцениваемых как возможные и наиболее вероятные, составляет 106 млн долл. США, из которых на сумму 96 млн долл. США начислен резерв в консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря 2010 г. как наиболее вероятный к взысканию. Расходы были включены в статью «Прочие внеоперационные расходы» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

9 февраля 2011 г. ФАС России возбуждено новое дело в отношении трех крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе Компании, по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением на рынке сбыта нефтепродуктов. Вместе с тем, содержание конкретных обвинений, выдвинутых против Компании, будет известно после начала рассмотрения дела. До даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации, определение о дате рассмотрения дела в Компанию не поступало.

В марте 2010 г. начало действовать соглашение о приобретении этанола, подписанное компанией Группы «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» и компанией «Бионол Клеарфилд ЛЛС». Срок соглашения составлял 5 лет. 1 июня 2010 г. компания «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» подала Требование об арбитраже о внесении изменений в договор о приобретении этанола и компенсации убытков. 18 июня 2010 г. компания «Бионол Клеарфилд ЛЛС» подала встречный иск в третейский суд Американской арбитражной ассоциации с местом проведения разбирательства в городе Бостон об исполнении договора о приобретении этанола или выплаты компенсации. Сумма иска компании «Бионол Клеарфилд ЛЛС» составляет 250 млн долл. США. Стороны согласовали график судебных заседаний и представления документов. Слушания начались 16 февраля 2011 г. В настоящее время не представляется возможным определить, какие решения по вопросам, вынесенным на рассмотрение Арбитражного суда, являются маловероятными, а какие вероятными и возможными. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в споры с Республикой Казахстан по вопросу возмещения затрат. Доля Группы в общей сумме предъявленного иска составляет около 244 млн долл. США. Руководство считает, что практически вся сумма оспариваемых расходов является возмещаемой в соответствии с Окончательным Соглашением о Разделе Продукции и что конечный результат споров не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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

Примечание 20. Операции со связанными сторонами

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и других компаний-посредников. Высшее руководство Компании считает, что в сложившихся условиях у Группы существуют соответствующие процедуры определения и надлежащего раскрытия информации об операциях со связанными сторонами и она раскрыла всю выявленную информацию об отношениях со связанными сторонами, которая представляется значительной. Операции со связанными сторонами по реализации и приобретению нефти и нефтепродуктов осуществлялись в основном с зависимыми компаниями, а также с акционером Компании компанией «КонокоФиллипс». Услуги связанных сторон по процессингу были оказаны зависимыми перерабатывающими заводами. В связи с выкупом в сентябре 2010 г. компанией Группы акций Компании у компании «КонокоФиллипс» (см. Примечание 15. «Акционерный капитал»), компания «КонокоФиллипс» по состоянию на конец третьего квартала перестала быть связанной стороной Группы.

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Прочие операции со связанными сторонами раскрыты также в примечаниях 3, 4, 7, 11, 12, 14, 15, 18 и 21.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 2 383 млн долл. США, 1 152 млн долл. США и 436 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 134 млн долл. США, 69 млн долл. США и 86 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 521 млн долл. США, 862 млн долл. США и 1 891 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2010, 2009 и 2008 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 719 млн долл. США, 539 млн долл. США и ноль соответственно.

В 2010, 2009 и 2008 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на сумму ноль, ноль и 93 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 39 млн долл. США, 28 млн долл. США и 33 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 419 млн долл. США и 591 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 114 млн долл. США и 97 млн долл. США на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

Примечание 21. Программа вознаграждения

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

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

Примечание 21. Программа вознаграждения (продолжение)

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

По состоянию на 31 декабря 2010 г. существуют непризнанные расходы в сумме 197 млн долл. США, по которым безусловное право на вознаграждение еще не получено. Данные расходы предполагается признавать регулярно до декабря 2012 г.

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

Расходы по данным программам составили 129 млн долл. США, 105 млн долл. США и 134 млн долл. США за 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно, из которых 98 млн долл. США, 20 млн долл. США и 103 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в соответствующих периодах. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. 33 млн долл. США и 26 млн долл. США были включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса соответственно. Общая сумма признанного налогового дохода, связанного с данным начислением, в течение 2010, 2009 и 2008 гг. составила 21 млн долл. США.

Примечание 22. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2010, 2009 и 2008 гг. в соответствии с КУС № 280 «*Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия*».

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

Примечание 22. 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

2010	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 091	99 064	1 331	1 416	54	-	104 956
Межсегментная деятельность	33 885	912	278	1 277	529	(36 881)	-
Итого выручка от реализации	36 976	99 976	1 609	2 693	583	(36 881)	104 956
Операционные расходы	3 891	3 085	385	1 913	335	(1 640)	7 969
Амортизация и износ	2 841	967	40	183	123	-	4 154
Расходы по процентам	874	1 153	29	38	409	(1 791)	712
Налог на прибыль	1 449	880	37	(14)	-	(1)	2 351
Чистая прибыль	6 226	2 934	102	(167)	(12)	(77)	9 006
Итого активы	59 176	62 458	1 524	4 454	16 575	(60 170)	84 017
Капитальные затраты	4 933	1 320	76	420	95	-	6 844
2009	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	2 257	76 650	1 022	1 087	67	-	81 083
Межсегментная деятельность	22 096	784	162	1 065	725	(24 832)	-
Итого выручка от реализации	24 353	77 434	1 184	2 152	792	(24 832)	81 083
Операционные расходы	3 500	2 682	352	1 474	472	(1 356)	7 124
Амортизация и износ	2 612	936	41	198	150	-	3 937
Расходы по процентам	886	1 205	14	52	381	(1 871)	667
Налог на прибыль	1 221	821	12	(7)	6	(59)	1 994
Чистая прибыль	5 456	2 263	(69)	(162)	(147)	(330)	7 011
Итого активы	55 033	56 286	1 371	4 041	14 250	(51 962)	79 019
Капитальные затраты	4 687	1 316	113	283	135	-	6 534

Примечание 22. Сегментная информация (продолжение)

2008	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	1 753	103 132	2 067	654	74	-	107 680
Межсегментная деятельность	25 854	1 582	28	1 260	808	(29 532)	-
Итого выручка от реализации	27 607	104 714	2 095	1 914	882	(29 532)	107 680
Операционные расходы	3 490	4 713	798	1 171	523	(2 569)	8 126
Амортизация и износ	1 939	816	34	69	100	-	2 958
Расходы по процентам	870	570	4	60	241	(1 354)	391
Налог на прибыль	955	2 510	14	(83)	17	54	3 467
Чистая прибыль	4 234	5 130	(117)	(85)	(75)	57	9 144
Итого активы	47 130	45 039	940	3 982	9 573	(35 203)	71 461
Капитальные затраты	7 890	2 067	121	364	147	-	10 589

Географические сегменты

	2010	2009	2008
Реализация нефти на территории России	956	735	600
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	26 342	19 914	24 007
Реализация нефтепродуктов на территории России	10 928	8 101	13 872
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	60 018	46 888	62 542
Реализация продуктов нефтехимии в России	728	514	880
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	642	574	1 232
Прочая реализация на территории России	2 881	2 235	2 335
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 461	2 122	2 212
Итого выручка от реализации	104 956	81 083	107 680

2010	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	385	17 231	87 340	-	104 956
Межсегментная деятельность	17 417	27 416	38	(44 871)	-
Итого выручка от реализации	17 802	44 647	87 378	(44 871)	104 956
Операционные расходы	2 300	4 686	1 972	(989)	7 969
Амортизация и износ	968	2 425	761	-	4 154
Расходы по процентам	33	530	427	(278)	712
Налог на прибыль	631	1 362	359	(1)	2 351
Чистая прибыль	2 984	5 556	542	(76)	9 006
Итого активы	21 785	56 897	30 225	(24 890)	84 017
Капитальные затраты	2 004	3 329	1 511	-	6 844

Примечание 22. Сегментная информация (продолжение)

2009	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	130	13 750	67 203	-	81 083
Межсегментная деятельность	11 035	26 918	18	(37 971)	-
Итого выручка от реализации	11 165	40 668	67 221	(37 971)	81 083
Операционные расходы	1 972	4 387	1 173	(408)	7 124
Амортизация и износ	963	2 223	751	-	3 937
Расходы по процентам	62	643	406	(444)	667
Налог на прибыль	624	1 210	219	(59)	1 994
Чистая прибыль	2 873	4 638	(168)	(332)	7 011
Итого активы	20 418	43 890	28 038	(13 327)	79 019
Капитальные затраты	1 878	3 186	1 470	-	6 534
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	1 918	5 155	2 274	(1 221)	8 126
Амортизация и износ	832	1 499	627	-	2 958
Расходы по процентам	37	196	260	(102)	391
Налог на прибыль	640	2 397	376	54	3 467
Чистая прибыль	1 848	7 615	(449)	130	9 144
Итого активы	17 136	37 598	23 577	(6 850)	71 461
Капитальные затраты	2 915	5 660	2 014	-	10 589

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 53 245 млн долл. США, 37 724 млн долл. США и 47 066 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 8 595 млн долл. США, 8 144 млн долл. США и 12 171 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

Примечание 23. События после отчетной даты

В соответствии с требованиями КУС № 855 «События после отчетной даты» Группа оценивала события после отчетной даты до даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации. Таким образом, события после отчетной даты оценивались до 4 марта 2010 г. включительно.

Примечание 23. События после отчетной даты (продолжение)

В январе 2011 г. Компания получила уведомление о том, что Совет директоров компании «ERG S.p.A.» (ERG) принял решение продать Компании 11% в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ», расположенном в городе Приоло (Италия). Данное уведомление является частичным исполнением опциона ERG по продаже своей доли. Таким образом, доля Группы будет увеличена с 49% до 60%. Сделка планируется к завершению в конце первого квартала 2011 г. и ее сумма составит 205 млн евро (283 млн долл. США), не включая запасы. Уведомление было получено в соответствии с первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Согласно данному соглашению ERG имеет пут-опцион, исполнение которого может увеличить долю Группы в предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» до 100%.

В соответствии с КУС № 932 «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 2010 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	536	302	838	293
Доказанные запасы нефти и газа	6 578	50 662	57 240	2 319
Накопленные износ и амортизация	(1 490)	(18 530)	(20 020)	(597)
Чистые капитализированные затраты	5 624	32 434	38 058	2 015

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

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

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

2010	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	113	-	113	-
недоказанные запасы	-	15	15	122
Затраты на геологоразведку	199	220	419	16
Затраты на разработку	798	3 686	4 484	115
Итого затраты	1 110	3 921	5 031	253

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

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

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с КУС № 932 выручка от реализации и передачи нефти и газа компаниям Группы рассчитана на основании рыночных цен. Налог на прибыль рассчитан на основании законодательно установленной ставки налога на прибыль. Результаты деятельности не учитывают корпоративные накладные расходы и расходы по процентам.

2010	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	1 926	19 956	21 882	1 350
Передачи	-	12 278	12 278	13
Итого доходы	1 926	32 234	34 160	1 363
Затраты на добычу (не включая налоги)				
Затраты на геологоразведку	(218)	(3 023)	(3 241)	(113)
Амортизация и износ	(240)	(96)	(336)	(2)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	(292)	(2 469)	(2 761)	(127)
Налог на прибыль	(14)	(35)	(49)	-
Налоги (кроме налога на прибыль)	(257)	(17 872)	(18 129)	(321)
Налог на прибыль	(314)	(1 813)	(2 127)	(275)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	591	6 926	7 517	525

2009	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	1 472	13 870	15 342	824
Передачи	-	11 850	11 850	17
Итого доходы	1 472	25 720	27 192	841
Затраты на добычу (не включая налоги)				
Затраты на геологоразведку	(195)	(2 592)	(2 787)	(98)
Амортизация и износ	(147)	(71)	(218)	(10)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	(323)	(2 235)	(2 558)	(105)
Налог на прибыль	-	(43)	(43)	-
Налоги (кроме налога на прибыль)	(206)	(12 830)	(13 036)	(186)
Налог на прибыль	(198)	(1 399)	(1 597)	(203)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	403	6 550	6 953	239

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)

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

IV. Информация об объемах запасов

Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые, по данным геологических и инженерных исследований, с достаточной долей вероятности будут извлечены из определенных месторождений в будущих периодах при существующих экономических и производственных условиях. Согласно требованиям КУС № 932 существующие экономические и производственные условия основываются на средней двенадцатимесячной цене (2010 и 2009 гг.) или цене на конец года (2008 г.) и затрат на конец года. Доказанные запасы не включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных с точки зрения их экономической выгоды.

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

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

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2010, 2009 и 2008 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
Нефть				
1 января 2008 г.	301	15 191	15 492	223
Пересмотр предыдущих оценок	80	(1 205)	(1 125)	1
Приобретение неизвлеченного сырья	17	19	36	5
Увеличение / открытие новых запасов	30	493	523	6
Добыча	(24)	(660)	(684)	(19)
31 декабря 2008 г.	404	13 838	14 242	216
Пересмотр предыдущих оценок	(85)	(636)	(721)	15
Приобретение неизвлеченного сырья	-	39	39	102
Увеличение / открытие новых запасов	37	503	540	-
Добыча	(27)	(673)	(700)	(20)
Реализация запасов	-	(17)	(17)	-
31 декабря 2009 г.	329	13 054	13 383	313
Пересмотр предыдущих оценок	(4)	(292)	(296)	(5)
Приобретение неизвлеченного сырья	62	-	62	-
Увеличение / открытие новых запасов	10	550	560	10
Добыча	(26)	(658)	(684)	(24)
31 декабря 2010 г.	371	12 654	13 025	294
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2008 г.	208	8 806	9 014	156
31 декабря 2009 г.	186	8 442	8 628	199
31 декабря 2010 г.	207	8 401	8 608	182

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 187 млн барр., 242 млн барр. и 426 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 132 млн барр., 135 млн барр. и 203 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Млрд куб. фут.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
Газ				
1 января 2008 г.	4 902	22 845	27 747	174
Пересмотр предыдущих оценок	566	(386)	180	4
Приобретение неизвлеченного сырья	1 395	4	1 399	-
Увеличение / открытие новых запасов	118	310	428	7
Добыча	(175)	(500)	(675)	(11)
31 декабря 2008 г.	6 806	22 273	29 079	174
Пересмотр предыдущих оценок	(294)	(6 081)	(6 375)	(3)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	13	13	130
Увеличение / открытие новых запасов	294	164	458	-
Добыча	(175)	(436)	(611)	(15)
31 декабря 2009 г.	6 631	15 933	22 564	286
Пересмотр предыдущих оценок	(35)	1 214	1 179	11
Увеличение / открытие новых запасов	98	226	324	4
Добыча	(187)	(540)	(727)	(26)
31 декабря 2010 г.	6 507	16 833	23 340	275
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2008 г.	1 912	5 893	7 805	114
31 декабря 2009 г.	2 002	5 636	7 638	157
31 декабря 2010 г.	2 715	6 024	8 739	143

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 31 млрд куб. фут., 36 млрд куб. фут. и 34 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 21 млрд куб. фут., 23 млрд куб. фут. и 24 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с приведенными выше данными о запасах нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями КУС № 932. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи углеводородов определяются на основе применения цен на нефть и газ, рассчитанных по средней двенадцатимесячной цене (2010 и 2009 гг.) или действующих на конец года (2008 г.), к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действующих на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе индекса цен на конец года и при допущении, что в будущем будут те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действующих на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым потокам денежных средств до налогообложения (за вычетом налоговой базы соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств рассчитываются с использованием 10%-го коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководством прогнозируемых будущих потоков денежных средств или стоимости доказанных запасов нефти и газа Группы. Оценки доказанных объемов запасов не являются точными и изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Такая оценка согласно КУС № 932 требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих потоков денежных средств Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
31 декабря 2010 г.				
Поступления денежных средств будущих периодов	40 871	432 401	473 272	18 629
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(23 193)	(313 375)	(336 568)	(9 503)
Налог на прибыль будущих периодов	(3 843)	(19 775)	(23 618)	(2 107)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	13 835	99 251	113 086	7 019
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(8 641)	(60 808)	(69 449)	(3 656)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	5 194	38 443	43 637	3 363
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	963	963	-

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
31 декабря 2009 г.				
Поступления денежных средств будущих периодов	31 025	385 266	416 291	14 816
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 778)	(254 811)	(273 589)	(7 692)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 337)	(22 285)	(24 622)	(1 489)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	9 910	108 170	118 080	5 635
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 468)	(66 015)	(72 483)	(3 013)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	3 442	42 155	45 597	2 622
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 370	1 370	-
	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
31 декабря 2008 г.				
Поступления денежных средств будущих периодов	26 612	312 334	338 946	5 546
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 647)	(185 733)	(204 380)	(3 074)
Налог на прибыль будущих периодов	(318)	(21 250)	(21 568)	(516)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	7 647	105 351	112 998	1 956
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 132)	(64 296)	(70 428)	(950)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	1 515	41 055	42 570	1 006
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 333	1 333	-

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

Дочерние компании	2010	2009	2008
Дисконтированная стоимость на 1 января	45 597	42 570	71 871
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(193)	86	(279)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(12 454)	(11 151)	(15 663)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	22 241	36 633	(113 710)
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(23 976)	(27 376)	79 317
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 886	1 878	1 423
Затраты на разработку за период	5 565	3 201	3 528
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(433)	(4 495)	(3 520)
Чистое изменение налога на прибыль	407	(1 104)	11 054
Прочие изменения	(141)	70	123
Эффект дисконтирования	5 138	5 285	8 426
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	43 637	45 597	42 570
Доля в зависимых компаниях	2010	2009	2008
Дисконтированная стоимость на 1 января	2 622	1 006	4 828
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	-	1 182	17
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(927)	(547)	(872)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	2 296	2 129	(6 343)
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(985)	(1 086)	901
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	53	3	38
Затраты на разработку за период	120	31	51
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(56)	137	13
Чистое изменение налога на прибыль	(294)	(442)	1 553
Прочие изменения	234	95	239
Эффект дисконтирования	300	114	581
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	3 363	2 622	1 006