



ОАО “ЛУКОЙЛ”

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2003 и 2002 гг.,

подготовленная в соответствии с ОПБУ США

Заключение независимых аудиторов

Совету Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2003, 2002 и 2001 гг. Ответственность за подготовку консолидированной финансовой отчетности несет руководство ОАО «ЛУКОЙЛ». Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита.

Мы проводили аудит в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. Эти стандарты требуют, чтобы мы планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности. Аудит также включает оценку используемых принципов бухгалтерского учета и существенных допущений, сделанных руководством, а также общей формы представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для того, чтобы высказать мнение о достоверности данной отчетности.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность достоверно, во всех существенных аспектах, отражает финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2003, 2002 и 2001 гг. в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета.

Как указано в Примечании 2 к консолидированной финансовой отчетности, с 1 января 2003 г. ОАО «ЛУКОЙЛ» изменило порядок учета обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов.

KPMG Limited

КПМГ Лимитед
Москва, Российская Федерация
21 июня 2004 года

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные балансы
По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2003	2002
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	1 435	1 252
Краткосрочные финансовые вложения		251	278
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	3 790	2 511
Запасы	6	1 243	1 063
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		818	736
Прочие оборотные активы		334	356
Активы для продажи	10	52	279
Итого оборотные активы		7 923	6 475
Финансовые вложения	7	594	934
Основные средства	8	16 639	13 499
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	14	117	206
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	9	523	399
Прочие внеоборотные активы		778	488
Итого активы		26 574	22 001
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		1 564	1 293
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	1 412	1 772
Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков	12	1 007	755
Обязательства по уплате налогов		943	640
Прочие краткосрочные обязательства		345	337
Итого краткосрочные обязательства		5 271	4 797
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	13, 17	2 392	1 666
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	14	497	261
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов	8	210	-
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		249	397
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний		483	880
Итого обязательства		9 102	8 001
Акционерный капитал			
Акционерный капитал	16		
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров		(435)	(428)
Добавочный капитал		3 522	3 229
Нераспределенная прибыль		14 371	11 186
Прочий накопленный совокупный убыток		(1)	(2)
Итого акционерный капитал		17 472	14 000
Итого обязательства и акционерный капитал		26 574	22 001



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
Хоба Л.Н.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2003, 2002 и 2001 гг.

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

	Примечание	2003	2002	2001
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	23	22 118	15 334	13 426
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	181	115	136
Итого выручка		22 299	15 449	13 562
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(2 546)	(2 403)	(2 584)
Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов		(5 909)	(2 693)	(2 087)
Транспортные расходы		(2 052)	(1 414)	(919)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(1 800)	(1 313)	(1 375)
Износ и амортизация		(920)	(824)	(886)
Налоги (кроме налога на прибыль)	14	(2 456)	(1 972)	(1 010)
Акцизы и экспортные пошлины		(2 954)	(1 996)	(1 456)
Затраты на геологоразведочные работы		(136)	(89)	(144)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	1 130	-	-
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(69)	(83)	(153)
Прибыль от основной деятельности		4 587	2 662	2 948
Расходы по процентам		(273)	(222)	(257)
Доходы по процентам и дивидендам		139	160	146
Прибыль (убытки) по курсовым разницам		148	40	(33)
Прочие внеоперационные доходы		11	11	31
Доля миноритарных акционеров		(36)	(69)	(52)
Прибыль до налога на прибыль		4 576	2 582	2 783
Текущий налог на прибыль		(939)	(834)	(861)
Отложенный налог на прибыль		(68)	95	187
Итого расход по налогу на прибыль	14	(1 007)	(739)	(674)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике		3 569	1 843	2 109
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль		132	-	-
Чистая прибыль		3 701	1 843	2 109
Объявленные дивиденды по привилегированным акциям		-	-	(157)
Чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям		3 701	1 843	1 952

Прибыль на одну обыкновенную акцию
(в долларах США)

Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике

Базовая прибыль	16	4,36	2,26	2,68
Разводненная прибыль	16	4,30	2,26	2,66
Чистая прибыль				
Базовая прибыль	16	4,52	2,26	2,68
Разводненная прибыль	16	4,45	2,26	2,66

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2003, 2002 и 2001 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2003		2002		2001	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		14	
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные	-		-		1	
Находящиеся в обращении на 31 декабря	15		15		15	
Привилегированные акции						
Остаток на 1 января	-		-		1	
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные	-		-		(1)	
Находящиеся в обращении на 31 декабря	-		-		-	
Собственные акции						
Остаток на 1 января	(428)		(403)		(376)	
Акции, выкупленные у акционеров	(368)		(326)		(185)	
Продажа акций	361		301		158	
Остаток на 31 декабря	(435)		(428)		(403)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	3 229		3 044		2 895	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	38		170		147	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	255		15		2	
Остаток на 31 декабря	3 522		3 229		3 044	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	11 186	-	9 738	-	7 994	-
Чистая прибыль	3 701	3 701	1 843	1 843	2 109	2 109
Дивиденды по привилегированным акциям	-	-	-	-	(157)	-
Дивиденды по обыкновенным акциям	(516)	-	(395)	-	(208)	-
Остаток на 31 декабря	14 371		11 186		9 738	
Прочий накопленный совокупный убыток, за минусом налога						
Остаток на 1 января	(2)		(9)		(9)	
Курсовая разница от пересчета валют	1	1	(7)	(7)	14	14
Корректировка на минимальные пенсионные обязательства	-	-	14	14	(14)	(14)
Остаток на 31 декабря	(1)		(2)		(9)	
Итого совокупный доход за год		3 702		1 850		2 109
Итого акционерный капитал на 31 декабря	17 472		14 000		12 385	

ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2003, 2002 и 2001 гг.
(продолжение)**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Движение акций		
	2003 (млн штук)	2002 (млн штук)	2001 (млн штук)
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января	850	850	738
Дополнительная эмиссия	-	-	35
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные акции (1 привилегированная в 1 обыкновенную акцию)	-	-	77
Остаток на 31 декабря	850	850	850
Привилегированные акции			
Остаток на 1 января	-	-	77
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные акции	-	-	(77)
Остаток на 31 декабря	-	-	-
Собственные акции			
Остаток на 1 января	(27)	(26)	(23)
Акции, выкупленные у акционеров	(19)	(21)	(17)
Продажа акций	20	20	14
Остаток на 31 декабря	(26)	(27)	(26)

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2003, 2002 и 2001 гг.

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2003	2002	2001
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль		3 701	1 843	2 109
Корректировки по неденежным операциям:				
Накопленный эффект от изменения в учетной политике		(132)	-	-
Износ и амортизация		920	824	886
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия		(122)	(100)	(136)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	(1 130)	-	-
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		69	83	153
Отложенный налог на прибыль		68	(95)	(187)
Неденежный убыток (прибыль) по курсовым разницам		17	(21)	24
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(64)	(72)	(96)
Прочие, нетто		80	78	181
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(797)	(125)	931
Краткосрочные кредиты, выданные дочерними банками		(223)	39	(95)
Изменение задолженности по клиентским депозитам дочерних банков		341	171	208
Запасы		(153)	(201)	(56)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства		186	(273)	(1 077)
Обязательства по уплате налогов		284	30	109
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(109)	215	(281)
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		2 936	2 396	2 673
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Капитальные затраты		(2 881)	(2 072)	(2 521)
Поступления от реализации основных средств		62	34	45
Приобретение финансовых вложений		(459)	(302)	(314)
Поступления от реализации финансовых вложений		374	118	228
Поступления от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	1 337	-	-
Приобретение компаний, без учета приобретенных денежных средств		(1 225)	(168)	(499)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(2 792)	(2 390)	(3 061)
Движение денежных средств, полученных от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам		220	203	121
Поступления от привлечения долгосрочных кредитов и займов		1 445	879	938
Погашение долгосрочных кредитов и займов		(1 124)	(579)	(349)
Дивиденды выплаченные		(467)	(423)	(244)
Поступления от эмиссии обыкновенных акций		-	18	-
Выкуп собственных акций		(368)	(326)	(185)
Поступления от продажи собственных акций		290	316	158
Прочие, нетто		-	8	32
Чистые денежные средства (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(4)	96	471
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		43	(20)	(50)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		183	82	33
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		1 252	1 170	1 137
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	1 435	1 252	1 170
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		320	285	276
Налог на прибыль уплаченный		895	875	833

Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности

Основными видами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» (далее – Компания) и ее 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 № 1403 от 17 ноября 1992 г., согласно которому 5 апреля 1993 г. Правительство Российской Федерации (далее – Государство) передало Компании 51% голосующих акций пятнадцати компаний. В течение 1995 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ № 861 от 1 сентября 1995 г. ей были переданы акции еще девяти компаний. Начиная с 1995 г. Группа осуществила программу обмена акций в целях доведения доли собственного участия в уставном капитале каждой из этих двадцати четырех компаний до 100%.

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

В Российской Федерации происходят политические и экономические изменения, которые повлияли и могут продолжать влиять в будущем на деятельность 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 стран с более развитой рыночной экономикой.

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 существующих и будущих условий хозяйствования может отличаться от оценок руководством.

Основа подготовки финансовой отчетности

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с общепринятыми в США принципами бухгалтерского учета (ОПБУ США).

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

В настоящую консолидированную финансовую отчетность включены данные о финансовом положении, а также о результатах деятельности дочерних компаний, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала и которые находятся под контролем Компании. Существенные вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит от 20% до 50% голосующих акций или долей капитала и на деятельность которых Компания оказывает существенное влияние, но при этом не имеет контроля над ними, учтены по методу долевого участия. Вложения в прочие компании отражены по статье «Финансовые вложения».

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Использование оценок

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США требует от руководства Компании использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, раскрытие условных активов и обязательств на дату подготовки финансовой отчетности, а также суммы выручки и расходов за отчетный период. Существенные вопросы, по которым используются оценки и допущения, включают в себя балансовую стоимость нефтедобывающих основных средств, обесценение деловой репутации, обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, отложенный налог на прибыль, определение справедливой стоимости финансовых инструментов, а также обязательства, связанные 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.

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

Пересчет иностранной валюты

С 1 января 2003 г. российская экономика не считается гиперинфляционной в соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 52 «Пересчет иностранной валюты». В связи с этим Компания провела анализ своей функциональной валюты для операций в Российской Федерации и определила, что доллар США должен оставаться функциональной валютой для целей подготовки отчетности начиная с 1 января 2003 г. Это в основном связано с рынками, на которых Компания осуществляет свою деятельность, существенностью операций, проводимых в долларах США, а также с тем, что все оценки и управленческие решения в Компании принимаются на основании данных, выраженных в долларах США. Доллар США также является валютой отчетности Группы, подготовленной в соответствии с ОПБУ США.

Прекращение гиперинфляции в российской экономике не изменило отражения в учете и отчетности пересчета операций в иностранной валюте, которое применялось ранее в условиях гиперинфляции.

В отношении хозяйственных операций в Российской Федерации, в странах, подверженных гиперинфляции, а также в отношении операций, 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.

Для большинства хозяйственных операций, осуществляемых за пределами Российской Федерации, доллар США является функциональной валютой. В отношении некоторых хозяйственных операций, осуществляемых за пределами Российской Федерации, там где доллар США не является функциональной валютой и экономика не гиперинфляционна, активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу, действовавшему на конец отчетного периода, а данные о доходах и расходах пересчитаны по среднему курсу за период. Курсовые разницы, возникшие в результате такого пересчета, отражены отдельной статьей в составе акционерного капитала.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

По состоянию на 31 декабря 2003, 2002 и 2001 гг. валютный курс составлял 29,45, 31,78 и 30,14 рублей за 1 доллар США соответственно.

Рубль и валюты других стран бывшего Советского Союза не являются свободно конвертируемыми валютами за пределами этих государств, поэтому любой пересчет сумм, выраженных в рублях или иной валюте, в доллары США не должен рассматриваться как утверждение, что суммы в рублях или иной валюте были, могли быть или могут быть в будущем пересчитаны 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 инструменты со сроком погашения не более трех месяцев.

Денежные средства, ограниченные в использовании

Денежные средства, ограниченные в использовании, отражены в составе прочих внеоборотных активов. Процентные залоговые депозиты в кредитных организациях, которые не уменьшают остатков по полученным кредитам, учитываются в составе долгосрочных финансовых вложений.

Дебиторская задолженность и векселя к получению

Дебиторская задолженность и векселя к получению отражены по фактической стоимости за вычетом резервов по сомнительным долгам. Резерв по сомнительным долгам начисляется с учетом степени вероятности погашения дебиторской задолженности. Долгосрочная дебиторская задолженность дисконтируется до текущей стоимости ожидаемых потоков денежных средств будущих периодов.

Запасы

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

Финансовые вложения

Все долговые и долевыми 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, отражаются до момента их реализации как самостоятельный элемент совокупного дохода за вычетом соответствующих сумм налогов. 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 начисления.

Постоянное снижение рыночной стоимости ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации или хранящихся до срока погашения, до уровня ниже их себестоимости 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 нефтедобывающих основных средств (основных средств производственного назначения) компании Группы применяют метод «результативных затрат», согласно которому производится капитализация затрат на приобретение месторождений, продуктивных разведочных скважин, всех затрат по разработке месторождений, а также вспомогательного оборудования и мощностей. 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.

Износ и амортизация капитализированных затрат на приобретение месторождений рассчитывается по методу единицы произведенной продукции на основе данных о доказанных запасах, а капитализированных затрат по разведке и разработке месторождений – на основе данных о доказанных разработанных запасах.

Производственные и накладные расходы относятся на затраты по мере возникновения.

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

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

Помимо активов производственного назначения некоторые компании Группы также осуществляют строительство и содержат объекты социального назначения. Эти активы 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.

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

Деловая репутация представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью приобретенных чистых активов. С 1 января 2002 г. Группа начала применять Положение о стандартах финансового учета № 142 «Деловая репутация и прочие нематериальные активы». В соответствии с требованиями Положения № 142 деловая репутация и нематериальные активы с неопределенным сроком полезного использования больше не амортизируются, как это было до 2002 г., вместо этого они оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости как минимум ежегодно.

Нематериальные активы, имеющие ограниченный срок полезного использования, амортизируются с применением линейного метода в течение периода, наименьшего из срока их полезного использования и срока, установленного законодательно.

Снижение стоимости долгосрочных активов

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 144 «Требования к учету обесценения и выбытия активов» долгосрочные активы, такие, как нефтедобывающие основные средства, 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, осуществляется путем сравнения учетной стоимости группы активов с прогнозируемой величиной будущих недисконтированных денежных потоков, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных денежных потоков, признается убыток от обесценения путем списания балансовой стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных денежных потоков. Активы, предназначенные для продажи, отражены в балансе отдельной статьей и учитываются по наименьшей из балансовой стоимости и справедливой стоимости за минусом расходов по продаже и не амортизируются. При этом активы и обязательства, относящиеся к группе активов, предназначенной для продажи, раздельно классифицируются в соответствующих разделах баланса как активы и обязательства для продажи.

Отложенный налог на прибыль

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

Заемные средства

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

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

Пенсионное обеспечение сотрудников

Предполагаемые затраты по обязательствам выплаты пенсионного обеспечения определены независимым актуарием. Обязательства в отношении каждого сотрудника начисляются на протяжении периодов, в которых сотрудник работает в Группе.

Собственные акции, выкупленные у акционеров

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

Прибыль на акцию

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

Условные события и обязательства

На дату составления настоящей консолидированной финансовой отчетности могут существовать определенные условия (обстоятельства), которые могут привести к убыткам для Группы, возможность возникновения или невозникновения которых зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие (события) в будущем.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Если оценка компаниями Группы условных событий и обязательств указывает на то, что существует 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, насколько 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 убытки от выполнения обязательств по восстановлению окружающей среды обычно признаются не позднее срока составления технико-экономического обоснования по проведению таких работ. Группа производит начисление убытков, связанных с выполнением обязательств по восстановлению окружающей среды, в тех случаях, когда имеется вероятность их возникновения и их величина поддается определению. Подобные начисления корректируются по мере поступления дополнительной информации или изменения обстоятельств. Дисконтирование предполагаемых расходов будущих периодов на восстановление окружающей среды до уровня приведенной стоимости не производится.

Использование производных финансовых инструментов

Группа принимает определенное ограниченное участие в торговле нефтепродуктами вне своей основной деятельности. Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено данной торговой деятельностью, а также хеджированием ценовых рисков и в настоящее время 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.

Накопленный эффект от изменения в учетной политике

С 1 января 2003 г. Группа применяет Положение о стандартах финансового учета № 143 «Учет обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов». Это новое положение применяется к законодательно установленным обязательствам, связанным с окончанием срока полезного использования активов. Положение № 143 требует отражать справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, в периоде, в котором они возникли, с одновременным увеличением балансовой стоимости соответствующих активов. В дальнейшем сумма данного обязательства будет увеличиваться с течением времени, а соответствующий актив будет амортизироваться в течение срока его полезного использования.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Ранее Группа рассчитывала стоимость ликвидации нефтедобывающих основных средств и включала ее в сумму накопленной амортизации в соответствии с Положением № 19 «Учет и отчетность компаний нефтегазовой промышленности». Применение Положения № 143 повлияло на учет активов, обязательств и расходов, связанных с этими обязательствами. Группа отразила корректировку на накопленный эффект от изменения в учетной политике в результате применения данного Положения, увеличивающую чистую прибыль на 132 млн долл. США (за вычетом налога на прибыль в сумме 46 млн долл. США), включая долю Группы от применения данного Положения зависимыми компаниями. Эффект от применения данного Положения также включает увеличение остаточной стоимости основных средств на сумму 330 млн долл. США, доли миноритарных акционеров – на 12 млн долл. США, долгосрочных активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль – на 46 млн долл. США (свернуто) и обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов – на 140 млн долл. США.

В таблице ниже приведены показатели чистой прибыли Группы и чистой прибыли на одну обыкновенную акцию, которые были бы в 2001 и 2002 гг., если бы Положение № 143 применялось в тех периодах, по сравнению с показателями чистой прибыли и чистой прибыли на одну обыкновенную акцию за 2003 г.

	2003	2002	2001
Чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям			
Чистая прибыль по отчету	3 701	1 843	1 952
Накопленный эффект от принятия Положения № 143, за вычетом налога на прибыль	(132)	-	-
Амортизация резерва на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин по Положению № 19, за вычетом налога на прибыль	-	46	43
Предполагаемое изменение обязательств и начисление амортизации, связанных с окончанием срока полезного использования активов в соответствии с Положением № 143, за вычетом налога на прибыль	-	(22)	(18)
Скорректированная чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям	3 569	1 867	1 977
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США):			
Чистая прибыль по отчету	4,52	2,26	2,68
Накопленный эффект от принятия Положения № 143, за вычетом налога на прибыль	(0,16)	-	-
Амортизация резерва на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин по Положению № 19, за вычетом налога на прибыль	-	0,06	0,06
Предполагаемое изменение обязательств и начисление амортизации, связанных с окончанием срока полезного использования активов в соответствии с Положением № 143, за вычетом налога на прибыль	-	(0,03)	(0,02)
Скорректированная базовая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)	4,36	2,29	2,72
Чистая прибыль по отчету	4,45	2,26	2,66
Накопленный эффект от принятия Положения № 143, за вычетом налога на прибыль	(0,15)	-	-
Амортизация резерва на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин по Положению № 19, за вычетом налога на прибыль	-	0,06	0,06
Предполагаемое изменение обязательств и начисление амортизации, связанных с окончанием срока полезного использования активов в соответствии с Положением № 143, за вычетом налога на прибыль	-	(0,03)	(0,02)
Скорректированная разводненная чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)	4,30	2,29	2,70

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Ниже приведена информация по обязательствам, связанным с окончанием срока полезного использования активов, при условии, что требования Положения № 143 применялись бы с 1 января 2001 г.

Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов по состоянию на:

1 января 2001 г.	125 млн долл. США
31 декабря 2001 г.	163 млн долл. США
31 декабря 2002 г.	199 млн долл. США

Новые стандарты учета

В январе 2003 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Интерпретацию № 46 «Консолидация компаний с переменной долей владения». В декабре 2003 г. была опубликована новая, пересмотренная редакция Интерпретации № 46 (далее – «Интерпретация № 46 R»), которая определяет ситуации, когда одна компания должна консолидировать другую компанию, над которой она имеет финансовый контроль за счет факторов, отличных от наличия большинства голосующих акций или долей. Требования Интерпретации № 46 R для предприятий с переменными долями участия, которые обычно назывались «предприятиями специального назначения», должны были быть применены в срок до 31 декабря 2003 г. Для всех прочих предприятий с переменной долей участия внедрение было необходимо провести до 31 марта 2004 г.

В настоящее время Группа анализирует свои финансовые отношения на предмет определения компаний с переменной долей владения. Существует вероятность, что некоторые совместные предприятия, в которых участвует Группа, могут являться компаниями с переменной долей владения. Переменная доля возникает в основном из-за определенных гарантий, выданных Группой совместным предприятиям, что раскрыто в Примечании 19 «Гарантии и поручительства». Группа не ожидает какого-либо существенного влияния на чистую прибыль в случае, если потребуется консолидировать некоторые из этих возможных компаний с переменной долей владения, поскольку доля Группы в чистой прибыли этих компаний уже включена в консолидированный отчет о прибылях и убытках Группы. Возможное изменение активов и обязательств Группы также не должно быть существенным.

Сравнительные данные

Сравнительные данные предыдущих лет были переклассифицированы, где необходимо, для соответствия представленным данным отчетного периода.

Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Денежные средства в рублях	258	171
Денежные средства в иностранной валюте	510	645
Денежные средства в дочерних банках в рублях	437	262
Денежные средства в дочерних банках в иностранной валюте	230	174
Итого денежные средства и их эквиваленты	1 435	1 252

Примечание 4. Неденежные операции

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

	2003	2002	2001
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	64	72	96
Погашение облигаций за счет акций Компании	395	152	-
Итого неденежные операции	459	224	96

В приведенной ниже таблице отражены неденежные операции в инвестиционной деятельности.

	2003	2002	2001
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	2 792	2 390	3 061
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	64	72	96
Чистые денежные средства и неденежные расчеты по инвестиционной деятельности	2 856	2 462	3 157

В Примечании 18 «Приобретение новых компаний» приведена информация о приобретениях, частично осуществленных посредством обмена обыкновенных акций.

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 90 и 57 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно)	1 829	1 354
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 085	645
Краткосрочные кредиты дочерних банков к получению (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 26 и 15 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно)	549	266
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 63 и 28 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно)	327	246
Итого дебиторская задолженность и векселя к получению	3 790	2 511

Примечание 6. Запасы

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Нефть и нефтепродукты	789	630
Материалы для добычи и бурения	174	135
Материалы для нефтепереработки	40	65
Прочие товары, сырье и материалы	240	233
Итого запасы	1 243	1 063

Примечание 7. Финансовые вложения

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	384	447
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	116	75
Залоговые депозиты в банках	-	200
Прочие долгосрочные финансовые вложения	94	212
Итого долгосрочные финансовые вложения	594	934

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

Обобщенная финансовая информация, приведенная ниже, относится к совместным предприятиям и компаниям, в которых Группа не владеет большинством голосов в капитале, и компаниям, в которых Группа владеет более 50% капитала, но не обладает большинством голосов. Основными видами деятельности данных компаний являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации, а также добыча и реализация нефти в Казахстане, Азербайджане и Египте.

	2003		2002		2001	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	1 676	757	1 516	660	1 696	694
Прибыль до налога на прибыль	444	235	333	171	436	197
Минус налог на прибыль	(106)	(54)	(109)	(56)	(115)	(61)
Чистая прибыль	338	181	224	115	321	136

	По состоянию на 31 декабря 2003		По состоянию на 31 декабря 2002	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	659	289	610	246
Основные средства	2 180	1 146	2 117	1 044
Прочие внеоборотные активы	52	24	196	85
Итого активов	2 891	1 459	2 923	1 375
Краткосрочные займы и кредиты	374	159	121	58
Прочие краткосрочные обязательства	310	143	381	137
Долгосрочные займы и кредиты	1 449	766	1 437	723
Прочие долгосрочные обязательства	16	7	25	10
Чистые активы	742	384	959	447

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	По состоянию на 31 декабря 2003	По состоянию на 31 декабря 2002	По состоянию на 31 декабря 2003	По состоянию на 31 декабря 2002
Разведка и добыча:				
Западная Сибирь	12 579	11 680	5 266	4 354
Европейская часть России	10 695	9 287	5 932	4 516
За рубежом	1 035	700	964	675
Итого	24 309	21 667	12 162	9 545
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия:				
Западная Сибирь	52	46	41	33
Европейская часть России	5 170	4 905	3 060	2 874
За рубежом	2 121	1 775	1 127	833
Итого	7 343	6 726	4 228	3 740
Прочие виды деятельности:				
Западная Сибирь	132	133	64	71
Европейская часть России	207	151	168	113
За рубежом	42	58	17	30
Итого	381	342	249	214
Итого основные средства	32 033	28 735	16 639	13 499

Как описано в Примечании 2, с 1 января 2003 г. Группа применяет Положение № 143 и начала отражать законодательно установленные обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, в отношении оценочных расходов на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин. В соответствии с Положением № 143 основные средства, отраженные в таблице, приведенной выше, включают в себя стоимость ликвидации основных средств, относящуюся к обязательствам, связанным с окончанием срока полезного использования активов.

По состоянию на 31 декабря 2003 г. обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов, составили 220 млн долл. США, из которых 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства». Изменения обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, в течение 2003 г. в основном связаны с возникновением новых обязательств, увеличением ранее признанных обязательств с течением времени, изменением обменного курса, а также переклассификацией обязательств в сумме 59 млн долл. США, связанных с окончанием срока полезного использования активов, из статьи «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность».

В 2001 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение о стандартах финансового учета № 141 «Приобретение компаний» и Положение о стандартах финансового учета № 142 «Деловая репутация и прочие нематериальные активы», которые вступили в силу 1 июля 2001 г. и 1 января 2002 г. соответственно. В настоящее время Комитет по решению технических вопросов (EITF, далее «Комитет») обсуждает проблему о том, должна ли в соответствии с требованиями Положений №№ 141 и 142 стоимость прав на геологоразведку и добычу полезных ископаемых быть учтена на балансе нефтегазовых компаний в составе нематериальных активов. Исторически Группа капитализировала стоимость прав на геологоразведку и добычу полезных ископаемых и отражала эти активы как часть основных средств нефтедобычи.

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

В случае если Комитет окончательно решит, что в соответствии с требованиями Положений №№ 141 и 142 нефтегазовые компании должны классифицировать стоимость прав на геологоразведку и добычу полезных ископаемых как нематериальные активы, суммы, которые должны быть переклассифицированы в балансе из состава основных средств нефтедобычи, не должны превысить 226 млн долл. США и 158 млн долл. США, по остаточной стоимости, по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно. Руководство Группы считает, что эта переклассификация не будет иметь эффекта на активы, капитал и потоки денежных средств Группы.

На суммы, которые возможно будут переклассифицированы, окажет влияние окончательное решение Комитета. Окончательная сумма переклассификации и влияние на финансовую отчетность Группы могут существенно отличаться от текущей оценки руководством.

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	105	56
Лицензии и прочие нематериальные активы	31	26
Неамортизируемый нематериальный актив по пенсионному обеспечению	-	24
Деловая репутация	387	293
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	523	399

Изменения в текущей стоимости деловой репутации за 2003 г. приведены ниже.

Сальдо на 1 января 2003 г.	293
Деловая репутация, приобретенная в течение года	94
Сальдо на 31 декабря 2003 г.	387

Вся деловая репутация относится к сегменту переработки, торговли и сбыта. Увеличение суммы деловой репутации в течение периода относится к приобретению сербской сбытовой компании (Примечание 18 «Приобретения новых компаний»).

В январе 2002 г. Группа перестала амортизировать деловую репутацию в соответствии с Положением № 142. Амортизация деловой репутации, начисленная в 2001 г., составила 21 млн долл. США. Группа провела ежегодную оценку деловой репутации на предмет ее обесценения по состоянию на 31 декабря 2003 г., при этом признаков обесценения деловой репутации выявлено не было.

Примечание 10. Активы для продажи

В декабре 2003 г. одна из компаний Группы заключила соглашение на продажу 5 танкеров за 52 млн долл. США связанной стороне, которая контролировалась одним из руководителей Группы. По состоянию на 31 декабря 2003 г. Группа классифицировала в консолидированном балансе эти активы остаточной стоимостью 52 млн долл. США как активы для продажи. Сделка была завершена в феврале 2004 г.

Примечание 10. Активы для продажи (продолжение)

20 декабря 2002 г. одна из компаний Группы заключила соглашение с японской компанией «ИНПЕКС Корпорэйшн» о продаже 10% доли Группы в СРП, оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания. СРП предусматривает разработку месторождений Азери, Чираг и глубоководной зоны месторождения Гюнешли в азербайджанском секторе Каспийского моря. Соответствующие активы были отражены как активы для продажи в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2002 г. Сделка была завершена 28 апреля 2003 г. в сумме 1 337 млн долл. США. Чистая прибыль в результате этой сделки в 2003 г. составила 1 130 млн долл. США. Эта прибыль была включена в операционный сегмент «Разведка и добыча» и географический сегмент «За рубежом» в Примечании 23 «Сегментная информация».

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Краткосрочные кредиты и займы	1 001	740
Текущая часть долгосрочной задолженности	411	1 032
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	1 412	1 772

Краткосрочные кредиты и займы получены от различных сторонних организаций и, как правило, обеспечены экспортными поставками, основными средствами и ценными бумагами. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. составляла 4,4% и 6,0% годовых соответственно.

Примечание 12. Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков

По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. суммы клиентских депозитов и прочих заимствований в дочерних банках Группы составили 1 007 млн долл. США и 755 млн долл. США со средневзвешенной ставкой 4,1% и 3,8% соответственно.

Примечание 13. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 1 604 и 1 510 млн долл. США на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно)	2 322	1 702
Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон	-	1
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 1% и сроком погашения в 2003 г.	-	455
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г.	366	351
Необеспеченные рублевые облигации с плавающей процентной ставкой, со сроком погашения в 2003 г.	-	94
Долгосрочные обязательства по аренде	115	95
Общая сумма долгосрочной задолженности	2 803	2 698
Текущая часть долгосрочной задолженности	(411)	(1 032)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	2 392	1 666

Примечание 13. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)*Долгосрочные займы и кредиты*

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США со сроками погашения от 2004 г. до 2027 г. и, как правило, обеспечена экспортными поставками, основными средствами и ценными бумагами. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. составляла 5,15% и 5,58% годовых соответственно.

Компания Группы имеет возобновляемую кредитную линию в Международном банке реконструкции и развития с максимальным размером заимствований 99 млн долл. США. Плавающая ставка процента по этой кредитной линии находится в диапазоне от 3,25% до 7,25%. По состоянию на 31 декабря 2003 г. сумма задолженности по этой кредитной линии составляла 60 млн долл. США.

Компания Группы имеет возобновляемую кредитную линию в «Чейз Манхэттен Банк» с максимальным размером заимствований 89 млн долл. США. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2%. По состоянию на 31 декабря 2003 г. сумма задолженности по этой кредитной линии составляла 30 млн долл. США.

Компания имеет возобновляемые кредитные линии в различных банках с максимальным размером заимствований 439 млн долл. США. Средневзвешенная процентная ставка по этим кредитным линиям на 31 декабря 2003 г. составляла 8,59%. По состоянию на 31 декабря 2003 г. сумма задолженности по этим кредитным линиям составляла 241 млн долл. США.

Компания заключила кредитное соглашение с банком «АБН АМРО» с максимальным размером заимствований 765 млн долл. США. Процент по части этого кредита в сумме 465 млн долл. США составляет ЛИБОР плюс 2%. Процент по оставшимся 300 млн долл. США составляет ЛИБОР плюс 2,5%. По состоянию на 31 декабря 2003 г. сумма задолженности по этому кредиту составляла 765 млн долл. США.

У Компании есть задолженность в размере 75 млн долл. США по кредиту, полученному по соглашению от 7 сентября 2000 г. с Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР). Максимальный размер заимствований по этому кредиту составляет 150 млн долл. США. Этот кредит был предоставлен на финансирование экспортных поставок нефти и нефтепродуктов, включая их переработку и транспортировку. Кредит выдан под ставку ЛИБОР плюс 3,5% и должен быть погашен в 2004 г. В соответствии с кредитным договором все денежные средства, поступающие на долларовый счет Компании в Райффайзенбанке, служат обеспечением данного кредита. По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. данное обеспечение, включенное в статью «Денежные средства и их эквиваленты», составляло ноль.

По состоянию на 31 декабря 2003 г. Группа имела задолженность по кредитам различных банков с фиксированными условиями в сумме 1 151 млн долл. США со сроками погашения от 2004 г. до 2027 г. Средневзвешенная процентная ставка по этим кредитам на 31 декабря 2003 г. составляла 5,39%.

Примечание 13. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)***Конвертируемые облигации в долларах США***

В течение 1997 г. одна из компаний Группы выпустила 230 000 облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. США каждая, конвертируемых в глобальные депозитарные расписки (далее – ГДР) из расчета 15 ГДР за одну облигацию, со сроком погашения 6 мая 2002 г. Во втором квартале 2002 г. данные облигации были погашены денежными средствами в размере, установленном как 130,323% от номинальной стоимости, а также 11 185 059 обыкновенными акциями Компании.

В течение 1997 г. одна из компаний Группы выпустила 350 000 высокодоходных погашаемых и обмениваемых с премией облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. США каждая, обмениваемых на ГДР из расчета 5,625 ГДР за облигацию, со сроком погашения 3 ноября 2003 г. Эти облигации могли конвертироваться в ГДР до наступления срока их погашения. Каждая ГДР могла быть обменена на четыре обыкновенные акции Компании. Облигации, не конвертированные на дату их погашения, должны были быть погашены денежными средствами. По данным облигациям сумма погашения составила 153,314% от номинальной стоимости. С определенными ограничениями компания Группы могла погашать облигации денежными средствами до наступления срока их погашения, однако при этом она должна была уплатить соответствующие штрафы за досрочное погашение. Балансовая стоимость облигаций увеличивалась до суммы погашения на соответствующую дату. Начисление увеличения до суммы погашения отражалось в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

В течение августа 2003 г., держатели облигаций, являющиеся связанными сторонами, конвертировали 222 225 облигаций в 5 миллионов обыкновенных акций Компании. На дату погашения оставшиеся облигации были выкуплены на открытом рынке или полностью погашены, при этом часть облигаций, принадлежавших связанной стороне, не была предъявлена компании Группы к оплате.

29 ноября 2002 г. одна из компаний Группы выпустила 350 000 3,5% конвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. США каждая, обмениваемых на ГДР из расчета 11,948 ГДР за облигацию, со сроком погашения 29 ноября 2007 г. Эти облигации могут конвертироваться в ГДР с 9 января 2003 г. до наступления срока их погашения. Каждая ГДР может быть обменена на четыре обыкновенные акции Компании. Облигации, не конвертированные на дату их погашения, должны быть погашены денежными средствами. По данным облигациям в момент наступления срока погашения сумма погашения составит 120,53% от номинальной стоимости. С определенными ограничениями компания Группы может погашать облигации денежными средствами до наступления срока их погашения, однако при этом она должна будет уплатить соответствующие штрафы за досрочное погашение. Балансовая стоимость облигаций будет увеличиваться до суммы погашения на соответствующую дату. Начисление увеличения до суммы погашения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

В собственности Группы находилось достаточное количество собственных акций, необходимых для проведения полного конвертирования облигаций в ГДР.

Примечание 13. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)

Рублевые облигации

13 августа 1999 г. Компания выпустила 3 млн рублевых облигаций с плавающей процентной ставкой номинальной стоимостью 1 000 рублей за облигацию и сроком погашения 13 августа 2003 г. Эти облигации являлись необеспеченными, процент по ним составлял 6% годовых с учетом изменений курса рубля к доллару США.

Компания погасила задолженность по данным облигациям в июле 2003 г. денежными средствами.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению долгосрочных долговых обязательств в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 411 млн долл. США в 2004 г., 415 млн долл. США в 2005 г., 484 млн долл. США в 2006 г., 686 млн долл. США в 2007 г., 265 млн долл. США в 2008 г. и 542 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 14. Налоги

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

В августе 2001 г. был принят закон, который изменяет ставку по налогу на прибыль Российской Федерации в 2002 и последующих годах. В соответствии с этими изменениями деятельность в Российской Федерации облагается федеральной и местной ставкой налога, которая суммарно составляет 9,5%, и региональной ставкой налога, которая варьируется от 10,5% до 14,5%, по усмотрению региональных органов власти. В 2003 и 2002 гг. практически все операции Группы в Российской Федерации облагались по суммарной налоговой ставке 24%. Указанное изменение в законодательстве также отменяет некоторые налоговые льготы, включая инвестиционную налоговую льготу.

В течение 2001 г. на основании закона, принятого в августе 2000 г., деятельность в Российской Федерации облагалась по максимальной суммарной федеральной, региональной и местной ставке налога на прибыль, равной 35%. В течение этого года и предыдущих лет в различных юрисдикциях в Российской Федерации и за рубежом Группой использовались определенные льготные налоговые ставки и прочие налоговые льготы.

В результате изменения налогового законодательства в отношении налога на добычу полезных ископаемых, акциза, инвестиционных налоговых льгот и льготных ставок налогов большинство налоговых льгот и льготных ставок, использовавшихся Группой в 2001 г., не применялось в 2002 и 2003 гг.

Примечание 14. Налоги (продолжение)

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2003 г.), ни сейчас в налоговом законодательстве РФ не было и нет положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем зачета в счет данной прибыли убытков другой компании Группы. Убытки какой-либо российской компании Группы для целей налогообложения могут полностью или частично зачитываться этой компанией в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка, при соблюдении требования, в соответствии с которым сумма зачета не превышает 30% налогооблагаемой прибыли года, в котором производится данный зачет.

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

	2003	2002	2001
По России	3 298	2 292	2 616
За рубежом	1 278	290	167
Прибыль до налога на прибыль	4 576	2 582	2 783

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2003	2002	2001
Текущий налог на прибыль			
По России	883	821	849
За рубежом	56	13	12
Итого текущий налог на прибыль	939	834	861
Отложенный налог на прибыль			
По России	49	(67)	(207)
За рубежом	19	(28)	20
Итого отложенный налог на прибыль	68	(95)	(187)
Итого налог на прибыль	1 007	739	674

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

	2003	2002	2001
Прибыль до налогообложения	4 576	2 582	2 783
Условная сумма налога по установленной ставке	1 098	620	974
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	168	155	191
влияния различия налоговых ставок в России и за рубежом	(18)	(77)	(233)
необлагаемой налогом прибыли от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	(271)	-	-
влияния курсовых разниц	3	5	8
изменений ставок налогообложения	-	-	19
инвестиционных налоговых кредитов	-	-	(325)
изменения величины оценочного резерва	(1)	(25)	39
прочего	28	61	1
Итого налог на прибыль	1 007	739	674

Примечание 14. Налоги (продолжение)

В состав прочих налогов входят:

	2003	2002	2001
Налог на добычу полезных ископаемых	1 966	1 472	-
Налог на недра	-	-	347
Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы	-	-	215
Налог на пользователей автодорог	-	126	100
Социальные налоги и отчисления	257	198	201
Налог на имущество	139	101	83
Прочие налоги и отчисления	94	75	64
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	2 456	1 972	1 010

Начиная с 1 января 2002 г. некоторые налоги, включая налог на недра, налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть, были заменены налогом на добычу полезных ископаемых.

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Дебиторская задолженность	46	48
Долгосрочные обязательства	97	155
Запасы	19	20
Основные средства	56	55
Кредиторская задолженность	31	56
Финансовые вложения	4	16
Перенос убытков прошлых периодов	71	55
Прочие	17	30
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	341	435
Минус оценочный резерв	(40)	(41)
Активы по отложенному налогу на прибыль	301	394
Основные средства	(518)	(259)
Кредиторская задолженность	(3)	(9)
Дебиторская задолженность	(13)	(10)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(19)	-
Запасы	(25)	(21)
Финансовые вложения	(37)	(24)
Прочие	(5)	(41)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(620)	(364)
Чистые (обязательства) активы по отложенному налогу на прибыль	(319)	30

Примечание 14. Налоги (продолжение)

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Прочие оборотные активы	76	98
Долгосрочный актив по отложенному налогу на прибыль	117	206
Прочие краткосрочные обязательства	(15)	(13)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(497)	(261)
Чистые (обязательства) активы по отложенному налогу на прибыль	(319)	30

По состоянию на 31 декабря 2003 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 2 632 млн долл. США, по которой не создавался резерв по отложенному налогу на прибыль, поскольку перечисление прибыли было отложено на неопределенный период из-за реинвестирования, поэтому суммы нераспределенной прибыли рассматриваются как постоянные инвестиции. Рассчитывать сумму обязательства по отложенному налогу по этой сумме представляется нецелесообразным.

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 52 и Положением о стандартах финансового учета № 109 «Учет налога на прибыль» активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к курсовым разницам, возникшим в результате пересчета операций и активов и обязательств из рублей в доллары США с использованием исторического курса, не признаются. Также в соответствии с Положением № 109 не признаются активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к соответствующей переоценке основных средств в российском учете.

На основании данных прошлых периодов и прогнозов относительно размера налогооблагаемой прибыли будущих периодов, в течение которых могут быть реализованы активы по отложенному налогу на прибыль, руководство считает более вероятным, чем нет, получение компаниями Группы экономической выгоды от реализации этих активов и убытков прошлых лет, за минусом оценочного резерва, по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг.

По состоянию на 31 декабря 2003 г. сумма налоговых льгот по накопленным убыткам Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 276 млн долл. США, из которых 3 млн долл. США должны быть использованы до 2008 г., 76 млн долл. США – до 2010 г., 183 млн долл. США – до 2013 г. и 14 млн долл. США не ограничены сроком использования.

Примечание 15. Пенсионное обеспечение

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого является пенсионный план с фиксированными выплатами, действие которого распространяется на большую часть персонала Группы. Данный план, управляемый «Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»), предусматривает предоставление пенсионного обеспечения на основе выслуги лет и размера заработной платы, получаемой в последние годы работы. Компания также обеспечивает ряд долгосрочных социальных льгот, в том числе выплат в случае смерти на службе и единовременные выплаты по выходу на пенсию, а также прочие единовременные выплаты своим пенсионерам по старости и инвалидности, которые не заработали права на негосударственную пенсию в профессиональном пенсионном плане компании.

Примечание 15. Пенсионное обеспечение (продолжение)

В декабре 2003 г. Компания приняла решение о замене существующего пенсионного плана другим. Основной составляющей нового плана будет план с фиксированными взносами, который позволит работникам вносить в план часть своей заработной платы и получать в том же размере (до 7% своей годовой заработной платы) взнос от Компании. У работников при выходе на пенсию также будет право на получение пенсии из средств, аккумулированных при предыдущем пенсионном плане. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2003 г. Сумма была определена с помощью формулы, основанной на сроке предыдущей службы и соответствующей заработной плате по состоянию на 31 декабря 2003 г. В 2003 г. Компания отразила прибыль в размере 53 млн долл. США от данного секвестра.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы и справедливой стоимости активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана. Накопленные пенсионные обязательства, которые отличаются от прогнозных пенсионных обязательств тем, что они не включают допущения о будущих уровнях заработной платы, составляли по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. 141 млн долл. США и 202 млн долл. США соответственно.

	2003	2002
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	228	367
Изменения валютного курса	15	(17)
Стоимость вклада текущего года службы	5	10
Процентные расходы	34	52
Изменения пенсионного плана	(6)	(41)
Актуарная прибыль	(7)	(136)
Выплаченные пенсии	(10)	(7)
Прибыль от секвестра	(103)	-
Пенсионные обязательства на 31 декабря	156	228
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	41	33
Изменения валютного курса	4	(2)
Фактическая рентабельность активов пенсионного плана	7	7
Взносы компаний Группы	13	10
Выплаченные пенсии	(10)	(7)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	55	41
Статус фондирования	(101)	(187)
Непризнанная стоимость вклада предыдущей службы	52	121
Неотраженная актуарная прибыль	(78)	(71)
Начисленные пенсионные обязательства	(127)	(137)

Примечание 15. Пенсионное обеспечение (продолжение)

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Суммы пенсионных отчислений, отраженные в консолидированных балансах, включают		
Начисленные пенсионные обязательства	(127)	(161)
Нематериальные активы	-	24
Чистые начисленные пенсионные обязательства	(127)	(137)
Допущения		
Ставка дисконтирования	9,2%	13,3%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	9,4%	17,2%
Ставка увеличения заработной платы	9,2%	15,0%

В дополнение к активам пенсионного плана, обозначенным выше, НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» владеет чистыми активами в виде фонда для обеспечения уставной деятельности. Данный фонд включает страховой резерв, целью которого является покрытие пенсионных обязательств в том случае, если активов пенсионного плана, включая пенсионные взносы Группы, будет недостаточно для погашения данных обязательств. Размер пенсионных взносов Группы определяется без учета активов страхового резерва.

Пенсионный фонд финансируется по усмотрению через счет, которым управляет НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не распределяет отдельно идентифицируемые активы между Группой и своими прочими сторонними клиентами. Все средства с этого счета и других индивидуальных пенсионных счетов управляются как общий инвестиционный фонд.

Структура активов инвестиционного портфеля, которым управляет НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» для Группы и других клиентов, приведена ниже:

Вид активов	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	1%	34%
Акции российских эмитентов	7%	7%
Российские муниципальные облигации	2%	5%
Российские корпоративные облигации	34%	23%
Векселя российских эмитентов	47%	28%
Прочие активы	9%	3%
	100%	100%

Инвестиционная стратегия НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» предусматривает достижение максимальной инвестиционной доходности, при условии гарантирования минимального уровня доходности 5% в год. 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 избежать концентрации инвестиций.

Инвестиционный портфель в основном состоит из двух типов инвестиций: ценные бумаги с фиксированной доходностью и акции. Ценные бумаги с фиксированной доходностью в основном включают в себя высокодоходные корпоративные облигации и векселя банков с низкой и средней степенью риска. Сроки их погашения варьируются от одного года до трех лет.

Примечание 15. Пенсионное обеспечение (продолжение)

Ниже в таблице приведены целевая и максимальная доли активов в портфеле на 2004 г.:

Вид активов	Целевая доля в портфеле на 2004 г.	Максимальная доля в портфеле
Российские корпоративные облигации	25%	50%
Векселя российских эмитентов	45%	50%
Акции российских эмитентов	25%	50%
Прочие, включая банковские депозиты	5%	50%
	100%	

Расходы на пенсионное обеспечение представлены в приведенной ниже таблице.

	2003	2002	2001
Пенсии, заработанные в течение года	5	10	8
Процентные расходы	34	52	16
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(7)	(6)	(6)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	19	22	5
Актuarная (прибыль) убыток	(4)	4	(3)
Прибыль от секвестра	(53)	-	-
Итого расходы	(6)	82	20

Общий взнос работодателя на 2004 г. ожидается в размере 17 млн долл. США.

Примечание 16. Акционерный капитал*Дивиденды и ограничение по дивидендам*

Прибыль за отчетный период, подлежащая распределению среди держателей обыкновенных акций, определяется на основе данных финансовой отчетности Компании, подготовленной в соответствии с законодательством 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 законодательная и нормативно-правовая база, определяющая права акционеров на получение дивидендов, допускает различное толкование этого вопроса.

Согласно данным российской неконсолидированной годовой бухгалтерской отчетности за 2003, 2002 и 2001 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 48 042 млн рублей, 47 538 млн рублей и 20 987 млн рублей соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2003, 2002 и 2001 гг. составляет 1 631 млн долл. США, 1 496 млн долл. США и 696 млн долл. США соответственно.

На годовом общем Собрании акционеров, состоявшемся 26 июня 2003 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2002 г. в размере 19,50 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,64 долл. США.

На годовом общем Собрании акционеров, состоявшемся 27 июня 2002 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2001 г. в размере 15,00 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,48 долл. США.

Примечание 16. Акционерный капитал (продолжение)

На годовом общем Собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2001 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2000 г. в размере 8,00 рублей на одну обыкновенную и 59,16 рублей на одну привилегированную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,27 долл. США и 2,03 долл. США соответственно.

Уставный капитал

На годовом общем Собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2001 г., было утверждено решение об увеличении количества объявленных обыкновенных акций на 77 211 864 штуки с номинальной стоимостью 0,025 рубля. Эти акции были выпущены и обменены на все выпущенные привилегированные акции Компании в соотношении одна обыкновенная акция за одну привилегированную. Итоги данного выпуска ценных бумаг были зарегистрированы Федеральной комиссией по рынку ценных бумаг (ФКЦБ) 14 декабря 2001 г.

В течение 2001 г. Компания выпустила 18 431 061 собственную акцию и обменяла их на акции ОАО «Архангельскгеолдобыча» (АГД) и на миноритарные доли в компаниях ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» и ОАО «ЛУКОЙЛ-Коминетепропродукт» (Примечание 18 «Приобретение новых компаний»), а также выпустила и продала 16 568 939 акций дочерней компании «ЛУКИнтер Файненс Б.В.». Итоги данных выпусков ценных бумаг были зарегистрированы ФКЦБ соответственно 27 апреля и 9 октября 2001 г.

В течение 2001 г. Компания выпустила 2 780 525 собственных акций (являющихся частью вышеуказанных 18 431 061 акции) и обменяла их на 15,7% АГД у дочерней компании «ЛУКОЙЛ Файненс Лимитед» (Примечание 18 «Приобретение новых компаний»). Эти акции, а также 16 568 939 собственных акций, реализованных компании «ЛУКИнтер Файненс Б.В.», находились в собственности данных дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2001 г. Они не рассматривались в качестве акций, находящихся в обращении по состоянию на 31 декабря 2001 г. По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. у компаний Группы находилось соответственно 4 708 345 и 7 161 345 акций Компании, которые не рассматривались в консолидированной отчетности как акции, находящиеся в обращении.

Обыкновенные акции

	По состоянию на 31 декабря 2003 (млн штук)	По состоянию на 31 декабря 2002 (млн штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 рубля за штуку	850	850
Акции у дочерних компаний, не входящие в акции в обращении	(5)	(7)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(26)	(27)
Акции в обращении	819	816

Примечание 16. Акционерный капитал (продолжение)**Чистая прибыль на одну акцию**

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

	2003	2002	2001
Прибыль до дивидендов по привилегированным акциям и накопленного эффекта от изменения в учетной политике	3 569	1 843	2 109
Дивиденды по привилегированным акциям	-	-	(157)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	3 569	1 843	1 952
Накопленный эффект от изменения в учетной политике	132		
Чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям	3 701	1 843	1 952
Плюс проценты по конвертируемым облигациям (за вычетом налога по действующей ставке)			
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% годовых и сроком погашения в 2002 г.	-	6	17
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 1% годовых и сроком погашения в 2003 г.	13	23	23
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% годовых и сроком погашения в 2007 г.	27	1	-
Итого чистая разводненная прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	3 609	1 873	1 992
Итого чистая разводненная прибыль	3 741	1 873	1 992
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тысяч штук)	819 169	813 832	727 348
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тысяч штук)	20 977	13 942	21 675
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, – при условии разводнения (тысяч штук)	840 146	827 774	749 023

Примечание 17. Финансовые инструменты**Производные финансовые инструменты**

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено определенной деятельностью по торговле нефтепродуктами вне своей обычной деятельности, а также хеджированием ценовых рисков и включает в себя использование фьючерсных и своп контрактов вместе с контрактами купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа поддерживает систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. Группа не считает, что ее деятельность по использованию производных финансовых инструментов может иметь существенное значение или подвергать риску ее операции, финансовое положение или ликвидность. По данным операциям в течение 2003 и 2002 гг. Группа отразила чистый убыток в размере 37 млн долл. США и 5 млн долл. США соответственно. Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг., составляла 1 млн долл. США и 6 млн долл. США соответственно.

Примечание 17. Финансовые инструменты (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

Справедливая стоимость долгосрочной дебиторской задолженности, включенной в прочие внеоборотные активы, приблизительно равна суммам, отраженным в консолидированной финансовой отчетности в результате дисконтирования с применением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций. Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. составила 2 851 млн долл. США и 2 249 млн долл. США соответственно, в результате дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств. Эта стоимость включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

Примечание 18. Приобретение новых компаний

В ноябре 2003 г. Группа приобрела оставшиеся 49% уставного капитала ООО «Бовэл» за 49 млн долл. США. Это приобретение увеличило долю владения Группы в ООО «Бовэл» до 100%. ООО «Бовэл» является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Тимано-Печорском регионе на севере Российской Федерации.

В ноябре 2003 г. Группа приобрела оставшиеся 40% акций ОАО «Находканефтегаз» за 45 млн долл. США. Это приобретение увеличило долю владения Группы в ОАО «Находканефтегаз» до 100%. ОАО «Находканефтегаз» является российской нефтегазовой компанией и имеет значительные доказанные, но не разработанные запасы в Ямало-Ненецком автономном округе на севере Российской Федерации.

В октябре 2003 г. Группа приобрела 79,5% акций компании «Беопетрол» за 117 млн евро (140 млн долл. США). Компания «Беопетрол» является маркетинговой и сбытовой компанией, оперирующей сетью заправочных станций в Сербии. В Примечании 20 «Условные события и обязательства» приведена информация об инвестиционных обязательствах, связанных с этим приобретением.

В сентябре 2003 г. Группа приобрела 100% в уставном капитале компании «МВ Пропертиз» за 121 млн долл. США. «МВ Пропертиз» является маркетинговой и сбытовой компанией, оперирующей сетью заправочных станций в Румынии.

В июне 2003 г. Группа приобрела 27% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (данная компания была перерегистрирована как ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в декабре 2003 г.) у связанной стороны, контролируемой некоторыми членами руководства Группы, за 398 млн долл. США, увеличив таким образом свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» до 100%. Стоимость сделки была определена на основании независимой оценки. ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Европейской части Российской Федерации.

Примечание 18. Приобретение новых компаний (продолжение)

В июне 2003 г. Группа приобрела 39,4% акций ОАО «Тэбукнефть» и 55,4% акций ОАО «Ухтанефть», увеличив, таким образом, свою долю в этих компаниях до 85% и 85,5% соответственно. Группа также приобрела 77,4% акций ЗАО «РКМ-Ойл». Общая стоимость приобретенных акций этих компаний составила 134 млн долл. США. До момента приобретения ОАО «Тэбукнефть» и ОАО «Ухтанефть» были учтены в отчетности как зависимые компании по методу долевого участия. Во второй половине 2003 г. путем нескольких операций Группа дополнительно приобрела 8,9% акций ОАО «Тэбукнефть», 12,2% акций ОАО «Ухтанефть» и оставшиеся 22,6% акций ЗАО «РКМ-Ойл», увеличив таким образом свою долю в этих компаниях до 93,9%, 97,7% и 100% соответственно. Общая стоимость дополнительно приобретенных акций этих компаний составила 29 млн долл. США. ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» являются нефтегазовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации.

В апреле 2003 г. Группа приобрела 80,8% акций ОАО «Ярегская Нефте-Титановая Компания» (ЯНТК) за 240 млн долл. США, увеличив долю владения в этой компании до 98,8%. ЯНТК является компанией, владеющей существенными нефтяными и титановыми запасами и осуществляющей свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации.

В ноябре 2002 г. Группа приобрела 100% акций компании «ЛУКОЙЛ-Балтия» за 27 млн долл. США у связанной стороны, которая контролируется членом Совета директоров Группы, который не является исполнительным лицом Группы. Компания «ЛУКОЙЛ-Балтия» является торговой компанией, осуществляющей свою деятельность в Балтийском регионе.

В феврале 2002 г. Группа приобрела дополнительно 16% голосующих акций ОАО «Коминефть» за 40 млн долл. США, увеличив свою долю владения в голосующих акциях этой компании до 70%. ОАО «Коминефть» является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Республике Коми Российской Федерации. В июне 2003 г. Группа приобрела 21,5% голосующих акций ОАО «Коминефть» за 63 млн долл. США, увеличив долю владения в голосующих акциях этой компании до 91,5%. После этого приобретения доля Группы в голосующих акциях ОАО «Коминефть» уменьшилась до 80,6% в результате принятия решения о невыплате дивидендов по привилегированным акциям ОАО «Коминефть». В результате этого, в соответствии с уставом ОАО «Коминефть» привилегированные акции получили право голоса.

В мае и декабре 2001 г. Группа приобрела соответственно 25% и 35% уставного капитала ОАО «Ямалнефтегазодобыча» в целом за 104 млн долл. США. До декабря 2001 г. вложение в ОАО «Ямалнефтегазодобыча» учитывалось как вложение в зависимые компании по методу долевого участия. ОАО «Ямалнефтегазодобыча» является российской нефтегазовой компанией и имеет значительные доказанные, но не разработанные запасы в Ямало-Ненецком Автономном округе на севере Российской Федерации. В ноябре 2003 г. Группа приобрела оставшиеся 40% акций ОАО «Ямалнефтегазодобыча» за 25 млн долл. США. Это приобретение увеличило долю владения Группы в ОАО «Ямалнефтегазодобыча» до 100%.

В сентябре 2001 г. Группа приобрела 100% уставного капитала компании «Байтек Петролеум Корпорэйшн» за 77 млн долл. США. «Байтек Петролеум Корпорэйшн» является канадской нефтедобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Республике Коми Российской Федерации.

В марте 2001 г. Компания обменяла 720 364 обыкновенные акции на 13% и 22% миноритарных долей в компаниях ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» и ОАО «ЛУКОЙЛ-Коминефтепродукт» соответственно. ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» – это нефтеперерабатывающий завод, а ОАО «ЛУКОЙЛ-Коминефтепродукт» – сбытовая компания, которые осуществляют свою деятельность преимущественно в Республике Коми Российской Федерации.

Примечание 18. Приобретение новых компаний (продолжение)

В течение 2001 г. Группа приобрела 74,1% акций АГД путем совершения нескольких операций. В январе 2001 г. компания Группы «ЛУКОЙЛ Файненс Лимитед» приобрела 15,7% акций АГД за 39 млн долл. США. В марте 2001 г. Группа приобрела 58,4% акций АГД в обмен на 14 930 172 обыкновенные акции Компании и денежную выплату в размере 130 млн долл. США. АГД является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Тимано-Печорском регионе на севере Российской Федерации. В августе 2003 г. Группа приобрела 25,5% акций АГД путем обмена своей 13,6% доли в ЗАО «Росшельф» и 30% доли в ООО «Компания Полярное Сияние». Балансовая стоимость этих инвестиций составляла приблизительно 40 млн долл. США. Это приобретение увеличило долю владения Группы в АГД до 99,7%.

Приобретение долей в ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть», ЗАО «РКМ-Ойл», ОАО «Коминнефть», ЯНТК, АГД, «МВ Пропертиз», ОАО «Ямалнефтегазодобыча», ОАО «Находканефтегаз», ООО «Бовэл» и «Беопетрол» не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы за 2003 г. Соответственно, проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечание 19. Гарантии и поручительства

Компания заключила несколько договоров поручительства. Данные договора были заключены для улучшения кредитной состоятельности зависимых компаний («ЛУКАРКО», ЗАО «Север-ТЭК» и ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой»), а также некоторых поставщиков Группы.

Следующая таблица представляет данные по недисконтированным максимальным суммам потенциальных будущих платежей по каждой существенной группе поручительств.

	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Гарантии по задолженности зависимых компаний	718	629
Гарантии по задолженности третьих сторон	63	38
Итого гарантии выданные	781	667

Гарантии по кредитам

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2003 г. составляла 835 млн долл. США. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5%, срок погашения по части кредитной линии приходится на 7 февраля 2007 г., а оставшаяся часть должна быть уплачена до 1 мая 2012 г. Для улучшения кредитной состоятельности «ЛУКАРКО» Компания выдала гарантию по погашению 54% процентных платежей и 54% основной суммы долга на момент погашения. По состоянию на 31 декабря 2003 г. общая сумма гарантии Компании составила 573 млн долл. США. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств в сроки погашения кредитной линии. Обязательства «ЛУКАРКО» и гарантия Компании не обеспечены залогом. По состоянию на 31 декабря 2003 г. вероятность того, что Компания должна будет платить по данной гарантии, не существенна, поэтому никаких обязательств по выполнению данной гарантии не было отражено.

Примечание 19. Гарантии и поручительства (продолжение)

Компания ЗАО «Север-ТЭК», учитываемая по методу долевого участия, получила кредит от ЕБРР 28 июня 2002 г. в размере 200 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2003 г. задолженность ЗАО «Север-ТЭК» по этому кредиту составляла 200 млн долл. США. До 30 июня 2005 г. проценты по этому кредиту будут составлять ЛИБОР плюс 3%. После 30 июня 2005 г. проценты по этому кредиту будут составлять ЛИБОР плюс 4,5%. Кредит будет погашаться восемью равными полугодовыми платежами, начиная с 14 декабря 2004 г. Для улучшения кредитной состоятельности ЗАО «Север-ТЭК» Компания выдала гарантию по погашению 50% процентных платежей и 50% основной суммы долга на момент погашения. По состоянию на 31 декабря 2003 г. общая сумма гарантии Компании составила 100 млн долл. США. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что ЗАО «Север-ТЭК» не выполняет своих обязательств в сроки погашения кредитной линии. Обязательства ЗАО «Север-ТЭК» не обеспечены залогом. Гарантия обеспечена акциями ЗАО «Север-ТЭК», находящимися в собственности компании Группы. Их балансовая стоимость по состоянию на 31 декабря 2003 г. составляла около 8 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2003 г. вероятность того, что Компания должна будет платить по данной гарантии, не существенна, поэтому никаких обязательств по выполнению данной гарантии не было отражено.

Компания ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой», учитываемая по методу долевого участия, 5 декабря 2003 г. получила гарантию банка Эйч-Эс-Би-Си (HSBC Bank) на сумму 45 млн долл. США. Данная гарантия требуется по условиям договора субподряда в рамках строительства нефтепродуктового наливного терминала в г. Высоцк Ленинградской области, принадлежащего Группе. Компания гарантировала банку возмещение всех платежей банка Эйч-Эс-Би-Си в рамках договора банковской гарантии. По состоянию на 31 декабря 2003 г. общая сумма гарантии Компании составила 45 млн долл. США. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» не выполняет своих обязательств. Обязательства ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» не обеспечены залогом. По состоянию на 31 декабря 2003 г. вероятность того, что Компания должна будет платить по данной гарантии, не существенна, поэтому никаких обязательств по выполнению данной гарантии не было отражено.

Примечание 20. Условные события и обязательства***Капитальные затраты, геологоразведочные и инвестиционные программы***

По условиям соглашений о приобретении Группа должна инвестировать до 2005 г. 268 млн долл. США в НПЗ «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас». На 31 декабря 2003 г. обязательства Группы составляют 41 млн долл. США.

По условиям соглашений о приобретении, с учетом изменений, Группа должна инвестировать до 2008 г. 200 млн долл. США в НПЗ «Петротел». На 31 декабря 2003 г. обязательства Группы составляют 60 млн долл. США.

По условиям соглашений о приобретении, Группа должна инвестировать в течение трех лет после приобретения 85 млн евро (106 млн долл. США по курсу на конец года) в сбытовую компанию «Беопетрол», оперирующую сетью заправок станций в Сербии (Примечание 18 «Приобретение новых компаний»).

В соответствии с лицензионными соглашениями Группа имеет обязательства в Российской Федерации в размере 1 959 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 45 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным СРП в размере 421 млн долл. США в течение последующих 35 лет.

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

Обязательства по операционной аренде

Компания Группы имеет обязательства по операционной аренде автозаправочных станций в размере 808 млн долл. США в течение последующих 12 лет. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2003 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2003 г.
2004	68
2005	67
2006	67
2007	66
2008	66
в последующие годы	474

Страхование

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится на стадии развития, поэтому многие формы страхования, распространенные в других странах, пока недоступны в России. Руководство Группы считает, что Группа имеет достаточное страховое покрытие в части страхования производственного оборудования для большинства своих производственных мощностей, включая программу страхования нефтеперерабатывающих заводов, а также программу страхования морских судов, в части корпуса и оборудования. В отношении страхования ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, существует страхование ответственности в соответствии с требованиями законодательства, при этом лимиты страхования, установленные действующим законодательством, как правило, низки. Группа не имеет страхового покрытия на случай простоя производства. До тех пор пока компании Группы не смогут обеспечить соответствующее страховое покрытие, существует риск того, что повреждение или утрата активов могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение.

Обязательства по природоохранной деятельности

Компании Группы и их предшествующие 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 природной среды находится на стадии разработки в Российской Федерации и других странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность, поэтому компании Группы проводят оценку обязательств по природоохранной деятельности по мере изменения законодательства.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

Как только размер обязательств компаний Группы будет определен, резерв по ним будет создаваться в течение всего оставшегося срока полезного использования соответствующих активов или будет начисляться сразу же в зависимости от их характера. Принимая во внимание возможные изменения в законодательстве по охране окружающей природной среды, окончательная величина обязательств по природоохранной деятельности не может быть определена в настоящее время с достаточной степенью достоверности, однако она может оказаться существенной. По мнению руководства, в условиях действующего законодательства у Группы нет каких-либо существенных, не отраженных в консолидированной финансовой отчетности, обязательств, которые могли бы отрицательно повлиять на результаты хозяйственной деятельности или финансовое положение Группы.

Активы социального назначения

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

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и других странах, 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. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в других странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

В течение 2002 г. Группа согласилась урегулировать претензии налоговых органов в отношении уплаты налога на прибыль и прочих налогов в общей сумме 103 млн долл. США. Группа согласилась урегулировать указанные претензии во внесудебном порядке.

Региональная организационная структура налоговых органов и судебной системы допускает ситуацию, при которой идентичные налоговые споры могут быть разрешены в пользу Группы в одних регионах и в пользу налоговых органов в других. Также налоговые органы в различных регионах могут по-разному трактовать одни и те же вопросы налогообложения. В то же время, некоторые вопросы налогообложения в определенной степени регулируются федеральными налоговыми органами, находящимися в Москве.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

Группа осуществляла налоговое планирование и принятие управленческих решений на основании законодательства, существовавшего на момент осуществления планирования. Налоговые органы регулярно проводят налоговые проверки предприятий Группы, что является нормальным в российских экономических условиях. 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 могут быть существенными.

Судебные разбирательства

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (АДК), канадская компания по разработке алмазных месторождений, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против АДГ, компании Группы, и самой Компании (вместе – «Ответчики») с требованием о возмещении ущерба. Претензии обуславливаются ущербом, причиненным Ответчиками в отношении деятельности компании «Алмазный Берег», совместного предприятия АДГ и АДК. В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения при том, что условие передачи лицензии являлось неотъемлемой частью соглашения между АДГ и АДК. Полная сумма иска составляет 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску АДК к Ответчикам в связи с отсутствием юрисдикции. 22 ноября 2002 г. Окружной суд города Денвер отказал АДК в жалобе о пересмотре решения суда от 15 октября 2002 г. об отказе в рассмотрении дела. В дальнейшем 27 ноября 2002 г. АДК подала апелляцию в Апелляционный суд штата Колорадо. 25 марта 2004 г. Апелляционный суд штата Колорадо утвердил решение от 15 октября 2002 г. 7 апреля 2004 г. АДК подало прошение о повторном слушании, требуя от Апелляционного суда штата Колорадо пересмотра своего решения от 25 марта 2004 г. Данное прошение находится на стадии рассмотрения. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут преследовать своей целью наложение существенных санкций на Группу, а также несут в себе некоторую неопределенность, руководство не считает, что их конечный результат будет иметь существенное влияние на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

Прочие события

В июле 2001 г. Группа временно закрыла свой нефтеперерабатывающий завод «Петротел» в связи с экономическими условиями в Румынии. На дату данной консолидированной финансовой отчетности этот нефтеперерабатывающий завод оставался закрытым. Руководство Компании сформировало и утвердило инвестиционную программу по реконструкции нефтеперерабатывающего завода «Петротел» и возобновлению его деятельности в течение 2004 г. Группа выполняла данную инвестиционную программу в 2003 г.

Примечание 21. Операции со связанными сторонами

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и других компаний-посредников. Высшее руководство Компании считает, что в сложившихся условиях у Группы существуют соответствующие процедуры определения и надлежащего раскрытия информации об операциях со связанными сторонами, и она раскрыла всю выявленную информацию об отношениях со связанными сторонами, которая представляется значительной. Операции со связанными сторонами по реализации и приобретению нефти и нефтепродуктов, а также по оказанию строительных услуг, осуществлялись в основном с аффилированными компаниями.

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Также операции со связанными сторонами раскрыты в примечаниях 10, 13, 18 и 19.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 124 млн долл. США, 148 млн долл. США и 98 млн долл. США в 2003, 2002 и 2001 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 76 млн долл. США, 74 млн долл. США и 46 млн долл. США в 2003, 2002 и 2001 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов от связанных сторон составило 270 млн долл. США, 449 млн долл. США и 305 млн долл. США в 2003, 2002 и 2001 гг. соответственно.

Связанными сторонами в 2003, 2002 и 2001 гг. были оказаны строительные услуги на сумму 451 млн долл. США, 206 млн долл. США и 389 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 99 млн долл. США, 64 млн долл. США и 128 млн долл. США в 2003, 2002 и 2001 гг. соответственно.

В 2003, 2002 и 2001 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на 200 млн долл. США, 161 млн долл. США и 214 млн долл. США соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 243 млн долл. США и 267 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 128 млн долл. США и 99 млн долл. США на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. Правительство Российской Федерации являлось владельцем 8% обыкновенных акций Компании. Государство также владеет многими другими компаниями и промышленными предприятиями в России, контролирует их или имеет существенное влияние на их деятельность, что свидетельствует о значительной роли государства в экономике. Значительная часть основной деятельности Группы связана с компаниями, принадлежащими государству или контролируемым им. Государство выступает крупным заказчиком и поставщиком в лице своих многочисленных зависимых и прочих связанных организаций. Руководство рассматривает данные коммерческие отношения как часть обычной основной деятельности в Российской Федерации и полагает, что в обозримом будущем они будут оставаться неизменными. Соответственно информация о таких операциях не раскрывается в качестве операций со связанными сторонами.

Примечание 22. Программа вознаграждения

В течение 2003 г. Компания ввела в действие программу по вознаграждению для определенных членов руководства. Эта программа основана на росте курса обыкновенных акций Компании. Количество акций, предусмотренных данной программой составляет приблизительно 11 миллионов штук. В рамках данной программы, по состоянию на 31 декабря 2003 г., компания Группы приобрела приблизительно 7 млн собственных акций за 138 млн долл. США. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникает в декабре 2006 г. В 2003 г. Группа начислила расходы по данной программе в сумме около 3 млн долл. США. Кроме того, Группа отразила расходы в сумме 23 млн долл. США по предыдущей программе по вознаграждению, которая завершилась в 2003 г.

Примечание 23. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2003, 2002 и 2001 гг. в соответствии с Положением № 131 «Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия и связанной с ней информации».

Группа определила четыре сегмента основной деятельности – «Разведка и добыча», «Переработка, торговля и сбыт», «Нефтехимия» и «Прочие». В прошлых периодах Группа включала сегмент «Нефтехимия» в сегмент «Переработка, торговля и сбыт». Эти сегменты были определены на основе различий в характере их операций. Результаты деятельности по установленным сегментам регулярно оцениваются руководством Группы. К сегменту «Разведка и добыча» относятся компании геологоразведки, разработки и добычи углеводородов, в основном сырой нефти. В сегмент «Переработка, торговля и сбыт» включены компании, перерабатывающие нефть в нефтепродукты, а также компании, покупающие, реализующие и транспортирующие сырую нефть и нефтепродукты. Компании сегмента «Нефтехимия» перерабатывают и реализуют продукцию нефтехимии. Деятельность, включаемая в сегмент «Прочие», не является основной для Группы.

Сегментная информация за 2002 и 2001 гг. была реклассифицирована для того, чтобы отразить изменение в представлении сегментов основной деятельности Группы.

В течение 2003, 2002 и 2001 гг. на крупнейшего покупателя Группы приходилось соответственно 2,0%, 6,1% и 14,6% от общей выручки от реализации Группы.

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

Сегменты основной деятельности

2003	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 580	19 542	963	33	-	22 118
Межсегментная деятельность	5 702	285	8	46	(6 041)	-
Итого выручка от реализации	7 282	19 827	971	79	(6 041)	22 118
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 349	11 323	808	25	(6 050)	8 455
Амортизация и износ	606	304	4	6	-	920
Расходы по процентам	66	199	3	84	(79)	273
Налог на прибыль	381	605	11	10	-	1 007
Чистая прибыль	1 995	1 611	72	31	(8)	3 701
Итого активы	15 851	13 894	282	1 723	(5 176)	26 574
Капитальные затраты	1 784	1 175	39	20	-	3 018

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

2002	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 264	13 466	581	23	-	15 334
Межсегментная деятельность	3 897	175	4	101	(4 177)	-
Итого выручка от реализации	5 161	13 641	585	124	(4 177)	15 334
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	1 916	6 784	510	63	(4 177)	5 096
Расходы по процентам	602	219	2	1	-	824
Налог на прибыль	157	153	2	42	(132)	222
Чистая прибыль	256	465	4	14	-	739
Итого активы	220	1 700	20	53	(150)	1 843
Капитальные затраты	13 005	11 969	162	1 256	(4 391)	22 001
	1 411	706	12	75	-	2 204
2001	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 225	11 691	497	13	-	13 426
Межсегментная деятельность	4 153	300	13	66	(4 532)	-
Итого выручка от реализации	5 378	11 991	510	79	(4 532)	13 426
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	2 031	6 697	447	30	(4 534)	4 671
Расходы по процентам	606	278	2	-	-	886
Налог на прибыль	74	189	1	27	(34)	257
Чистая прибыль	52	598	8	16	-	674
Итого активы	911	1 169	(9)	11	27	2 109
Капитальные затраты	12 024	10 046	79	777	(2 984)	19 942
	1 789	809	4	15	-	2 617

Географические сегменты

	2003	2002	2001
Реализация нефти на территории России	374	469	992
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	6 844	4 336	3 951
Реализация нефтепродуктов на территории России	3 450	2 883	2 595
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	9 480	6 225	4 690
Реализация нефтехимии в России	251	134	159
Экспорт нефтехимии и реализация нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	671	392	334
Прочая реализация на территории России	568	554	435
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	480	341	270
Итого выручка от реализации	22 118	15 334	13 426

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

2003	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	512	5 346	16 260	-	22 118
Межсегментная деятельность	3 212	7 572	22	(10 806)	-
Итого выручка от реализации	3 724	12 918	16 282	(10 806)	22 118
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 023	4 836	13 414	(10 818)	8 455
Амортизация и износ	314	476	130	-	920
Расходы по процентам	13	233	70	(43)	273
Налог на прибыль	172	773	62	-	1 007
Чистая прибыль	584	1 761	1 376	(20)	3 701
Итого активы	6 721	15 912	7 247	(3 306)	26 574
Капитальные затраты	543	1 953	522	-	3 018
2002	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	365	4 331	10 638	-	15 334
Межсегментная деятельность	2 078	6 350	67	(8 495)	-
Итого выручка от реализации	2 443	10 681	10 705	(8 495)	15 334
Операционные расходы и общая стоимость закупок	979	3 967	8 644	(8 494)	5 096
Амортизация и износ	335	367	122	-	824
Расходы по процентам	28	162	42	(10)	222
Налог на прибыль	177	571	(9)	-	739
Чистая прибыль	(133)	1 802	310	(136)	1 843
Итого активы	5 565	13 079	5 354	(1 997)	22 001
Капитальные затраты	399	1 362	443	-	2 204
2001	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	379	4 389	8 658	-	13 426
Межсегментная деятельность	2 329	5 204	73	(7 606)	-
Итого выручка от реализации	2 708	9 593	8 731	(7 606)	13 426
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 220	3 450	7 610	(7 609)	4 671
Амортизация и износ	325	404	157	-	886
Расходы по процентам	19	168	73	(3)	257
Налог на прибыль	(66)	714	26	-	674
Чистая прибыль	477	1 482	141	9	2 109
Итого активы	5 400	11 883	3 991	(1 332)	19 942
Капитальные затраты	667	1 579	371	-	2 617

Примечание 24. События после отчетной даты

Приобретение компаний

26 января 2004 г. компания Группы заключила соглашение с компанией «КонокоФиллипс» о приобретении 308 заправочных станций и о праве на поставку нефтепродуктов на другие 471 заправочную станцию на северо-востоке США за 270 млн долл. США. Данная сделка была завершена в мае 2004 г.

Капитальные затраты

В марте 2004 г. компания Группы заключила соглашение на разведку и разработку месторождений природного газа и газового конденсата в Саудовской Аравии. В соответствии с этим соглашением компания Группы имеет минимальные инвестиционные обязательства в размере 215 млн долл. США в течение последующих 5 лет.

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 69 «Раскрытие информации о нефтегазодобывающей деятельности» данный раздел в виде шести отдельных таблиц представляет дополнительную неаудированную информацию о деятельности Группы по разведке и добыче нефти и газа.

- I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности.
- 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 денежных потоков.
- VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков.

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

I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности

По состоянию на 31 декабря 2003 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Недоказанные запасы нефти и газа	127	508	635	23	658
Доказанные запасы нефти и газа	906	22 730	23 636	680	24 316
Накопленный износ и амортизация	(71)	(12 071)	(12 142)	(103)	(12 245)
Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием срока полезного использования активов	2	36	38	1	39
Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием срока полезного использования активов	-	(5)	(5)	-	(5)
Чистые капитализированные затраты	964	11 198	12 162	601	12 763

По состоянию на 31 декабря 2002 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Недоказанные запасы нефти и газа	-	310	310	41	351
Доказанные запасы нефти и газа	1 103	20 657	21 760	625	22 385
Накопленный износ и амортизация	(155)	(12 097)	(12 252)	(194)	(12 446)
Чистые капитализированные затраты	948	8 870	9 818	472	10 290

По состоянию на 31 декабря 2001 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Недоказанные запасы нефти и газа	-	354	354	31	385
Доказанные запасы нефти и газа	868	19 855	20 723	426	21 149
Накопленный износ и амортизация	(141)	(11 868)	(12 009)	(131)	(12 140)
Чистые капитализированные затраты	727	8 341	9 068	326	9 394

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

2003	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	485	485	2	487
недоказанные запасы	2	311	313	1	314
Затраты на геологоразведку	121	135	256	3	259
Затраты на разработку	128	1 400	1 528	249	1 777
Итого затраты	251	2 331	2 582	255	2 837

2002	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	24	24	-	24
недоказанные запасы	-	11	11	-	11
Затраты на геологоразведку	15	74	89	3	92
Затраты на разработку	322	1 000	1 322	158	1 480
Итого затраты	337	1 109	1 446	161	1 607

2001	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	445	445	22	467
недоказанные запасы	-	310	310	7	317
Затраты на геологоразведку	-	144	144	6	150
Затраты на разработку	246	1 399	1 645	79	1 724
Итого затраты	246	2 298	2 544	114	2 658

Приблизительно 21 млн долл. США, относящийся к накопленному эффекту от применения Положения № 143, был исключен из затрат на приобретение запасов, разведку и добычу в 2003 г.

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)

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с Положением № 69 выручка от реализации и передачи нефти и газа компаниям Группы рассчитана на основании рыночных цен. Налог на прибыль рассчитан на основании ставки налога на прибыль за период, скорректированной на соответствующие налоговые льготы, относящиеся к деятельности по добыче нефти и газа. Результаты деятельности не учитывают корпоративные накладные расходы и расходы по процентам.

2003	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Доходы					
Выручка от реализации	102	5 606	5 708	339	6 047
Передачи	3	2 638	2 641	28	2 669
	105	8 244	8 349	367	8 716
Затраты на добычу (не включая налоги)	(26)	(1 432)	(1 458)	(69)	(1 527)
Затраты на геологоразведку	(15)	(121)	(136)	(4)	(140)
Амортизация и износ	(16)	(590)	(606)	(31)	(637)
Расход от изменения обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов	-	(11)	(11)	-	(11)
Налоги, кроме налога на прибыль	-	(3 230)	(3 230)	(69)	(3 299)
Налог на прибыль	(8)	(686)	(694)	(53)	(747)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	40	2 174	2 214	141	2 355

2002	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Доходы					
Выручка от реализации	176	5 026	5 202	222	5 424
Передачи	5	2 847	2 852	124	2 976
	181	7 873	8 054	346	8 400
Затраты на добычу (не включая налоги)	(28)	(1 327)	(1 355)	(69)	(1 424)
Затраты на геологоразведку	(15)	(74)	(89)	(3)	(92)
Амортизация и износ	(27)	(575)	(602)	(37)	(639)
Налоги, кроме налога на прибыль	-	(2 196)	(2 196)	(56)	(2 252)
Налог на прибыль	(27)	(888)	(915)	(77)	(992)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	84	2 813	2 897	104	3 001

2001	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
Доходы					
Выручка от реализации	142	4 753	4 895	125	5 020
Передачи	-	3 019	3 019	104	3 123
	142	7 772	7 914	229	8 143
Затраты на добычу (не включая налоги)	(11)	(1 400)	(1 411)	(59)	(1 470)
Затраты на геологоразведку	-	(144)	(144)	(6)	(150)
Амортизация и износ	(49)	(557)	(606)	(17)	(623)
Налоги, кроме налога на прибыль	-	(1 751)	(1 751)	(29)	(1 780)
Налог на прибыль	(22)	(1 333)	(1 355)	(39)	(1 394)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	60	2 587	2 647	79	2 726

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 в существующих экономических и производственных условиях. 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 разработанные запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

В результате влияния некоторых присущих факторов и ограниченного характера данных по месторождениям оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Руководство Группы включило в состав доказанных запасов объемы, которые Группа собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий. Срок действия этих лицензий заканчивается между 2011 и 2026 гг., при этом срок действия наиболее существенных из них истекает между 2011 и 2014 гг. Руководство Группы считает, что срок действия лицензий будет продлен, что позволит осуществлять добычу после существующих в настоящее время сроков действия лицензий. Группа находится в процессе переоформления всех своих лицензий по добыче в Российской Федерации. Группа уже переоформила часть этих лицензий и намеревается переоформить все остальные на неограниченный срок действия. На настоящий момент не было ни одного неудовлетворенного запроса на переоформление срока действия лицензий.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы за 2003, 2002 и 2001 гг., а также их изменения представлены в таблицах на стр. 49 и 50.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Млн баррелей	Дочерние компании			Зависимые компании	Итого
	За рубежом	Россия	Итого		
Нефть					
1 января 2001 г.	364	12 078	12 442	453	12 895
Пересмотр предыдущих оценок	1	(66)	(65)	16	(49)
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	1 650	1 650	44	1 694
Увеличение / открытие новых запасов	3	570	573	41	614
Добыча	(8)	(507)	(515)	(27)	(542)
31 декабря 2001 г.	360	13 725	14 085	527	14 612
Пересмотр предыдущих оценок	(24)	835	811	62	873
Приобретение неизвлеченного сырья*	1	35	36	-	36
Увеличение / открытие новых запасов	-	307	307	1	308
Добыча	(10)	(512)	(522)	(42)	(564)
Реализация доказанных запасов	-	(4)	(4)	(3)	(7)
31 декабря 2002 г.	327	14 386	14 713	545	15 258
Пересмотр предыдущих оценок	15	493	508	97	605
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	571	571	(206)	365
Увеличение / открытие новых запасов	-	420	420	-	420
Добыча	(8)	(552)	(560)	(32)	(592)
Реализация доказанных запасов	(79)	-	(79)	-	(79)
31 декабря 2003 г.	255	15 318	15 573	404	15 977
Доказанные разработанные запасы					
31 декабря 2001 г.	87	8 689	8 776	418	9 194
31 декабря 2002 г.	107	9 041	9 148	359	9 507
31 декабря 2003 г.	143	9 792	9 935	272	10 207

* Приобретение неизвлеченного сырья по зависимым компаниям также включает в себя перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2003, 2002 и 2001 гг. составляла 256 млн баррелей, 1 089 млн баррелей и 951 млн баррелей соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разработанных запасах по состоянию на 31 декабря 2003, 2002 и 2001 гг. составляла 133 млн баррелей, 411 млн баррелей и 343 млн баррелей соответственно. Вся доля миноритарных акционеров относится к запасам на территории Российской Федерации.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Млрд куб. футов	Дочерние компании			Зависимые компании	Итого
	За рубежом	Россия	Итого		
Газ					
1 января 2001 г.	1 763	1 704	3 467	158	3 625
Пересмотр предыдущих оценок	(75)	315	240	31	271
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	8 299	8 299	78	8 377
Увеличение / открытие новых запасов	-	1 028	1 028	25	1 053
Добыча	(20)	(85)	(105)	(11)	(116)
31 декабря 2001 г.	1 668	11 261	12 929	281	13 210
Пересмотр предыдущих оценок	(44)	809	765	(53)	712
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	4 967	4 967	-	4 967
Увеличение / открытие новых запасов	-	5 401	5 401	-	5 401
Добыча	(43)	(76)	(119)	(7)	(126)
31 декабря 2002 г.	1 581	22 362	23 943	221	24 164
Пересмотр предыдущих оценок	602	(269)	333	13	346
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	98	98	(59)	39
Увеличение / открытие новых запасов	-	57	57	-	57
Добыча	(28)	(96)	(124)	(9)	(133)
31 декабря 2003 г.	2 155	22 152	24 307	166	24 473
Доказанные разработанные запасы:					
31 декабря 2001 г.	570	1 503	2 073	179	2 252
31 декабря 2002 г.	574	1 656	2 230	110	2 340
31 декабря 2003 г.	1 070	1 722	2 792	122	2 914

* Приобретение неизвлеченного сырья по зависимым компаниям также включает в себя перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2003, 2002 и 2001 гг. составляла 21 млрд куб. футов, 5 621 млрд куб. футов и 3 355 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разработанных запасах по состоянию на 31 декабря 2003, 2002 и 2001 гг. составляла 16 млрд куб. футов, 64 млрд куб. футов и 56 млрд куб. футов соответственно. Вся доля миноритарных акционеров относится к запасам на территории Российской Федерации.

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями Положения № 69. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти рассчитываются на основе применения цен на нефть и газ, действующих на конец года, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действующих на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов на конец года на основе индекса цен на конец года и при допущении, что в будущем будут те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действующих на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до налогообложения (за вычетом налоговой базы соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10%-го коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа 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 Положения № 69, требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
31 декабря 2003 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	6 376	261 575	267 951	6 445	274 396
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(3 476)	(149 526)	(153 002)	(3 117)	(156 119)
Налог на прибыль будущих периодов	(586)	(26 071)	(26 657)	(824)	(27 481)
Чистые денежные потоки будущих периодов	2 314	85 978	88 292	2 504	90 796
Ежегодный 10%-ый дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 392)	(55 642)	(57 034)	(1 389)	(58 423)
Стандартизированная оценка движения дисконтированных будущих чистых денежных средств	922	30 336	31 258	1 115	32 373
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих потоках чистых денежных средств	-	537	537	-	537

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 156 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 2 млрд долл. США.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
31 декабря 2002 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	5 975	205 622	211 597	7 571	219 168
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(2 117)	(123 967)	(126 084)	(3 686)	(129 770)
Налог на прибыль будущих периодов	(796)	(18 857)	(19 653)	(855)	(20 508)
Чистые денежные потоки будущих периодов	3 062	62 798	65 860	3 030	68 890
Ежегодный 10%-ый дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 674)	(42 104)	(43 778)	(1 665)	(45 443)
Стандартизированная оценка движения дисконтированных будущих чистых денежных средств	1 388	20 694	22 082	1 365	23 447
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих потоках чистых денежных средств	-	1 842	1 842	-	1 842
			Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
31 декабря 2001 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	5 410	163 720	169 130	5 816	174 946
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(2 180)	(97 755)	(99 935)	(2 766)	(102 701)
Налог на прибыль будущих периодов	(766)	(14 909)	(15 675)	(652)	(16 327)
Чистые денежные потоки будущих периодов	2 464	51 056	53 520	2 398	55 918
Ежегодный 10%-ый дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 743)	(34 337)	(36 080)	(1 353)	(37 433)
Стандартизированная оценка движения дисконтированных будущих чистых денежных средств	721	16 719	17 440	1 045	18 485
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих потоках чистых денежных средств	-	1 362	1 362	-	1 362

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

Дочерние компании	2003	2002	2001
Дисконтированная стоимость на 1 января	22 082	17 440	20 235
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	16	448	4 169
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(3 525)	(4 414)	(4 608)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	8 978	4 687	(12 686)
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	1 049	521	1 045
Затраты на разработку за период	1 528	1 680	1 011
Пересмотр предыдущих данных о запасах	1 163	1 781	(295)
Чистое изменение налога на прибыль	(2 867)	(2 052)	5 334
Прочие затраты	(115)	(334)	160
Эффект дисконтирования	2 949	2 325	3 075
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	31 258	22 082	17 440
Доля Группы в зависимых компаниях	2003	2002	2001
Дисконтированная стоимость на 1 января	1 365	1 045	1 235
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(457)	(2)	194
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(225)	(218)	(135)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	158	290	(518)
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	-	-	101
Затраты на разработку за период	127	69	44
Пересмотр предыдущих данных о запасах	218	162	54
Чистое изменение налога на прибыль	(121)	(121)	203
Прочие затраты	(67)	15	(153)
Эффект дисконтирования	117	125	20
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	1 115	1 365	1 045
Всего	2003	2002	2001
Дисконтированная стоимость на 1 января	23 447	18 485	21 470
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(441)	446	4 363
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(3 750)	(4 632)	(4 743)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	9 136	4 977	(13 204)
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	1 049	521	1 146
Затраты на разработку за период	1 655	1 749	1 055
Пересмотр предыдущих данных о запасах	1 381	1 943	(241)
Чистое изменение налога на прибыль	(2 988)	(2 173)	5 537
Прочие затраты	(182)	(319)	7
Эффект дисконтирования	3 066	2 450	3 095
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	32 373	23 447	18 485