



ОАО “ЛУКОЙЛ”

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2005 и 2004 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 2005 и 2004 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2005, 2004 и 2003 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 отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2005, 2004 и 2003 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

KPMG Limited

КПМГ Лимитед
Москва, Российская Федерация
15 мая 2006 года

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные балансы
По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2005	2004
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	1 650	1 257
Краткосрочные финансовые вложения		111	149
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	5 533	3 867
Запасы	6	2 619	1 759
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		2 107	1 242
Прочие оборотные активы		287	300
Активы для продажи	10	190	-
Итого оборотные активы		12 497	8 574
Финансовые вложения	7	1 110	779
Основные средства	8	25 464	19 329
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	181	138
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	9	680	610
Прочие внеоборотные активы		413	331
Итого активы		40 345	29 761
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		2 167	1 787
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	853	1 265
Обязательства по уплате налогов		2 087	1 238
Прочие краткосрочные обязательства		729	255
Итого краткосрочные обязательства		5 836	4 545
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	4 137	2 609
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	1 830	698
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	387	307
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		332	338
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний		1 019	453
Итого обязательства		13 541	8 950
Акционерный капитал			
	15		
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров		(527)	(706)
Добавочный капитал		3 730	3 564
Нераспределенная прибыль		23 586	17 938
Итого акционерный капитал		26 804	20 811
Итого обязательства и акционерный капитал		40 345	29 761

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.

Заместитель Главного бухгалтера ОАО «ЛУКОЙЛ»
Козырев И.А.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2005, 2004 и 2003 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2005	2004	2003
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	23	55 774	33 845	22 118
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	441	213	181
Итого выручка		56 215	34 058	22 299
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(3 487)	(2 880)	(2 546)
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии		(19 398)	(10 124)	(5 909)
Транспортные расходы		(3 519)	(2 784)	(2 052)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(2 578)	(2 024)	(1 800)
Износ и амортизация		(1 315)	(1 075)	(920)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(6 334)	(3 505)	(2 456)
Акцизы и экспортные пошлины		(9 931)	(5 248)	(2 954)
Затраты на геолого-разведочные работы		(317)	(171)	(136)
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	10	-	-	1 130
Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов		52	(213)	(69)
Прибыль от основной деятельности		9 388	6 034	4 587
Расходы по процентам		(275)	(300)	(273)
Доходы по процентам и дивидендам		96	180	139
(Убыток) прибыль по курсовым разницам		(134)	135	148
Прочие внеоперационные (расходы) доходы		(44)	21	11
Доля миноритарных акционеров		(121)	(62)	(36)
Прибыль до налога на прибыль		8 910	6 008	4 576
Текущий налог на прибыль		(2 301)	(1 614)	(939)
Отложенный налог на прибыль		(166)	(146)	(68)
Итого расход по налогу на прибыль	13	(2 467)	(1 760)	(1 007)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике		6 443	4 248	3 569
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль	2	-	-	132
Чистая прибыль		6 443	4 248	3 701
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)				
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике				
базовая прибыль	15	7,91	5,20	4,36
разводненная прибыль	15	7,79	5,13	4,30
Чистая прибыль				
базовая прибыль	15	7,91	5,20	4,52
разводненная прибыль	15	7,79	5,13	4,45

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2005, 2004 и 2003 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2005		2004		2003	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
Находящиеся в обращении на 31 декабря	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(706)		(435)		(428)	
Акции, выкупленные у акционеров	-		(502)		(368)	
Продажа акций	179		231		361	
Остаток на 31 декабря	(527)		(706)		(435)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	3 564		3 522		3 229	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	47		-		38	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	119		42		255	
Остаток на 31 декабря	3 730		3 564		3 522	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	17 938	-	14 371	-	11 186	-
Чистая прибыль	6 443	6 443	4 248	4 248	3 701	3 701
Дивиденды по обыкновенным акциям	(795)	-	(681)	-	(516)	-
Остаток на 31 декабря	23 586		17 938		14 371	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	-	-	(1)		(2)	
Курсовая разница от пересчета валют	-	-	1	1	1	1
Остаток на 31 декабря	-		-		(1)	
Итого совокупный доход за год		6 443		4 249		3 702
Итого акционерный капитал на 31 декабря	26 804		20 811		17 472	

	Движение акций		
	2005 (млн штук)	2004 (млн штук)	2003 (млн штук)
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января	850	850	850
Остаток на 31 декабря	850	850	850
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января	(34)	(26)	(27)
Акции, выкупленные у акционеров	-	(18)	(19)
Продажа акций	12	10	20
Остаток на 31 декабря	(22)	(34)	(26)

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2005, 2004 и 2003 гг.

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2005	2004	2003
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль		6 443	4 248	3 701
Корректировки по неденежным статьям				
Накопленный эффект от изменения в учетной политике		-	-	(132)
Износ и амортизация		1 315	1 075	920
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия		(397)	(169)	(122)
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	10	-	-	(1 130)
Списание затрат по сухим скважинам		170	42	48
(Прибыль) убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(52)	213	69
Отложенный налог на прибыль		166	146	68
(Неденежная прибыль) неденежный убыток по курсовым разницам		(26)	(4)	17
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(133)	(123)	(64)
Прочие, нетто		151	97	32
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(1 314)	(694)	(797)
Краткосрочные кредиты, выданные дочерним банком		(23)	(101)	(223)
Изменение задолженности по клиентским депозитам дочернего банка		49	(90)	341
Запасы		(735)	(571)	(153)
Кредиторская задолженность		245	306	186
Обязательства по уплате налогов		705	310	284
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(467)	(505)	(109)
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		6 097	4 180	2 936
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Капитальные затраты		(3 982)	(3 248)	(2 881)
Поступления от реализации основных средств		51	99	62
Приобретение финансовых вложений		(242)	(540)	(459)
Поступления от реализации финансовых вложений		234	242	374
Поступления от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	10	-	-	1 337
Реализация компаний, без учета выбывших денежных средств		588	183	-
Приобретение компаний и долей миноритарных акционеров (включая авансы по таким приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(2 874)	(477)	(1 225)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(6 225)	(3 741)	(2 792)
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам		(638)	(170)	220
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		2 474	1 191	1 445
Погашение долгосрочных обязательств		(704)	(778)	(1 124)
Дивиденды выплаченные		(746)	(661)	(467)
Финансирование от связанной стороны		101	-	-
Выкуп собственных акций		-	(502)	(368)
Поступления от продажи собственных акций		46	273	290
Прочие, нетто		6	(3)	-
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности		539	(650)	(4)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(18)	33	43
Чистое увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		393	(178)	183
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		1 257	1 435	1 252
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	1 650	1 257	1 435
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		296	291	320
Налог на прибыль уплаченный		2 402	1 803	895

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 от 17 ноября 1992 г. № 1403, согласно которому 5 апреля 1993 г. Правительство Российской Федерации передало Компании 51% голосующих акций пятнадцати компаний. В течение 1995 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 861 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 влияли в прошлом и будут влиять в будущем на операции компаний, осуществляющих свою деятельность в данных хозяйственных и экономических условиях. Таким образом, осуществление финансово-хозяйственной деятельности в России связано с существованием рисков, не типичных для других рынков.

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

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

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 на суммы выручки и расходов за отчетный период. Существенные вопросы, по которым используются оценки и допущения, включают в себя балансовую стоимость нефте- и газодобывающих основных средств и прочих основных средств, обесценение деловой репутации, размер обязательств, связанных с окончанием использования активов, отложенный налог на прибыль, определение справедливой стоимости финансовых инструментов, а также размер обязательств, связанных с вознаграждением сотрудников. Фактические данные могут отличаться от указанных оценок.

Выручка

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов признается на момент перехода к покупателю прав собственности на них.

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

Пересчет иностранной валюты

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

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 гиперинфляционная, активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу, действовавшему на конец отчетного периода, а данные о доходах и расходах пересчитаны по среднему курсу за период. Курсовые разницы, возникшие в результате такого пересчета, отражены как отдельный элемент совокупного дохода.

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

По состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. валютный курс составлял 28,78, 27,75 и 29,45 руб. за 1 долл. 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 конвертированы в доллары США по указанному или какому-либо другому валютному курсу.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Денежные средства и их эквиваленты

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

Денежные средства, ограниченные в использовании

Денежные средства, 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 приведенной стоимости ожидаемых потоков денежных средств будущих периодов по ставке дисконтирования, определяемой на дату возникновения такой дебиторской задолженности.

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

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

Основные средства

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

Износ и амортизация капитализированных затрат на приобретение месторождений рассчитываются по методу единицы произведенной продукции на основе данных о доказанных запасах, а капитализированных затрат по разведке и разработке месторождений – на основе данных о доказанных разрабатываемых 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 строительства и содержания активов производственного назначения некоторые компании Группы также осуществляют строительство и содержание объектов социального назначения для нужд местного населения. 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.

Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

Снижение стоимости долгосрочных активов

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

Отложенный налог на прибыль

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

Заемные средства

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

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

Пенсионное обеспечение сотрудников

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

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.

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)***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 высокая вероятность их возникновения и их величина поддается определению. Подобные начисления корректируются по мере поступления дополнительной информации или изменения обстоятельств. Дисконтирование предполагаемых будущих расходов на восстановление окружающей среды до уровня приведенной стоимости не производится.

Использование производных финансовых инструментов

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

Новые стандарты учета

В декабре 2004 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 123 (R) «Платежи, основанные на стоимости акций», которое пересматривает Положение № 123 и заменяет Мнение № 25 в части программ вознаграждения сотрудников, основанных на стоимости акций. Положение № 123 (R) требует отражать все платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций, включая опционы по акциям, по справедливой стоимости на дату введения программы и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Группа начнет применять требования Положения № 123 (R) в течение первого квартала 2006 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от его применения.

В апреле 2005 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Позицию сотрудников Комитета (далее – Позиция) № 19-1 «Учет затрат по временно оставленным разведочным скважинам». Позиция № 19-1 вносит изменения в Положение № 19 «Учет и отчетность компаний нефтегазовой промышленности» в части критериев капитализации расходов, связанных с разведочными скважинами и стратиграфическими скважинами разведочного типа. С учетом этих изменений Положение № 19 позволяет продолжать капитализировать данные расходы более одного года при выполнении следующих условий: а) скважина обнаружила достаточный объем запасов, чтобы оправдать ее перевод в состав добывающих скважин; б) компания проводит достаточные мероприятия для оценки запасов, а также экономической и технической целесообразности проекта. В случае если какое-либо из условий не выполняется или если компания обнаруживает информацию, которая приводит к существенным сомнениям в экономической или технической целесообразности проекта, разведочная скважина признается обесцененной и ее стоимость, за минусом ликвидационной стоимости, должна быть отнесена на расходы.

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

После принятия изменений определенные затраты на геолого-разведочные работы, которые были бы отнесены на расходы текущего периода, остаются капитализированными и будут амортизироваться в будущих периодах. Позиция № 19-1 также требует определенных дополнительных раскрытий в отношении затрат по временно приостановленным скважинам. Применение требования Позиции № 19-1 в течение 2005 г. не имело существенного эффекта на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

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 использования активов». Это Положение применяется к законодательно установленным обязательствам, связанным с окончанием использования активов. Положение № 143 требует отражать справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли, с одновременным увеличением балансовой стоимости соответствующих активов. В дальнейшем сумма данного обязательства будет доначисляться с течением времени, а соответствующий актив будет амортизироваться в течение срока его полезного использования.

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 использования активов, – на 140 млн долл. США.

В марте 2005 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Интерпретацию № 47 «Учет условных обязательств, связанных с окончанием использования активов, – интерпретация Положения о стандартах финансового учета № 143» (далее – Интерпретация № 47). Данная Интерпретация разъясняет, что компании необходимо признавать суммы законодательно установленных обязательств по выполнению работ, связанных с окончанием срока использования активов, в случае, если окончание срока использования активов зависит от какого-либо события в будущем и справедливая стоимость таких обязательств может быть оценена. Применение требования Интерпретации № 47 в течение четвертого квартала 2005 г., не имело существенного эффекта на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

Сравнительные данные

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

Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Денежные средства в рублях	346	218
Денежные средства в иностранной валюте	905	557
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	102	176
Денежные средства в зависимых банках в рублях	173	255
Денежные средства в зависимых банках в иностранной валюте	124	51
Итого денежные средства и их эквиваленты	1 650	1 257

Примечание 4. Неденежные операции

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

	2005	2004	2003
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	133	123	64
Погашение облигаций за счет акций Компании	300	-	395
Итого неденежные операции	433	123	459

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

	2005	2004	2003
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	6 225	3 741	2 792
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	133	123	64
Итого инвестиционная деятельность	6 358	3 864	2 856

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 80 и 85 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно)	3 410	2 316
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 772	1 302
Краткосрочные кредиты дочернего банка к получению	48	25
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 46 и 66 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно)	303	224
Итого дебиторская задолженность и векселя к получению	5 533	3 867

Примечание 6. Запасы

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Нефть и нефтепродукты	1 975	1 310
Материалы для добычи и бурения	250	162
Материалы для нефтепереработки	29	49
Прочие товары, сырье и материалы	365	238
Итого запасы	2 619	1 759

Примечание 7. Финансовые вложения

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	934	559
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	165	197
Прочие долгосрочные финансовые вложения	11	23
Итого долгосрочные финансовые вложения	1 110	779

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

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

	2005		2004		2003	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	2 972	1 383	2 885	1 313	1 676	757
Прибыль до налога на прибыль	1 214	605	761	392	444	235
Минус налог на прибыль	(338)	(164)	(362)	(179)	(106)	(54)
Чистая прибыль	876	441	399	213	338	181

	По состоянию на 31 декабря 2005		По состоянию на 31 декабря 2004	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	2 650	859	2 727	832
Основные средства	2 171	1 129	2 073	1 081
Прочие внеоборотные активы	71	32	457	77
Итого активы	4 892	2 020	5 257	1 990
Краткосрочные займы и кредиты	1 599	347	1 803	396
Прочие краткосрочные обязательства	590	249	692	320
Долгосрочные займы и кредиты	904	487	1 455	705
Прочие долгосрочные обязательства	6	3	23	10
Чистые активы	1 793	934	1 284	559

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2005	по состоянию на 31 декабря 2004	по состоянию на 31 декабря 2005	по состоянию на 31 декабря 2004
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	14 237	13 421	6 669	6 063
Европейская часть России	13 245	11 237	8 122	6 434
За рубежом	4 527	1 459	4 150	1 305
Итого	32 009	26 117	18 941	13 802
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	27	28	22	23
Европейская часть России	6 374	5 765	3 921	3 489
За рубежом	3 537	2 824	2 254	1 734
Итого	9 938	8 617	6 197	5 246
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	159	154	78	77
Европейская часть России	215	195	190	158
За рубежом	73	62	58	46
Итого	447	411	326	281
Итого основные средства	42 394	35 145	25 464	19 329

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

По состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 397 млн долл. США и 317 млн долл. США соответственно, из которых 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» по состоянию на каждую отчетную дату. В течение 2005 и 2004 гг. изменения обязательств, связанных с окончанием срока использования активов, были следующими:

	2005	2004
Обязательства, связанные с окончанием срока использования активов по состоянию на 1 января	317	221
Расход от начисления обязательств	30	8
Новые обязательства и изменения в оценке существующих обязательств	66	88
Расходы по существующим обязательствам	(7)	(8)
Выбытие имущества	(4)	(7)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(5)	15
Обязательства, связанные с окончанием срока использования активов по состоянию на 31 декабря	397	317

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	205	127
Лицензии и прочие нематериальные активы	58	66
Деловая репутация	417	417
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	680	610

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

Примечание 10. Выбытие активов и дочерних компаний

В декабре 2005 г. Компания приняла решение о продаже десяти танкеров. В мае 2006 г. компания Группы завершила продажу восьми танкеров по цене приблизительно равной их балансовой стоимости – 190 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы, предназначенные для продажи. Продажу оставшихся двух танкеров планируется завершить к июлю 2007 г. Группа будет использовать данные танкеры до продажи и учитывать их как основные средства. Данные танкеры включены в раздел «Переработка, торговля и сбыт» сегмента основной деятельности и «Европейская часть России» географического сегмента деятельности (Примечание 23. Сегментная информация).

В ноябре 2004 г. Компания заключила соглашение о продаже своей 100%-й дочерней буровой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» и ее дочерних обществ (далее – компания «ЛУКОЙЛ-Бурение») за 69 млн долл. США. Условия договора предусматривали заключение пятилетнего контракта на обеспечение Группы услугами по бурению (Примечание 20. Условные события и обязательства) и пересмотр условий финансирования, ранее предоставленного Группой компании «ЛУКОЙЛ-Бурение». Сделка была завершена в конце декабря 2004 г. В 2004 г. Группа отразила убыток от обесценения, относящийся к этой операции, в сумме 70 млн долл. США.

В августе 2004 г. Компания заключила соглашение на продажу своей доли в размере 99% в ОАО Банк «Петрокоммерц» (далее – Банк) за 214 млн долл. США группе компаний, принадлежащих связанной стороне, руководство которой включает некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров. Компания использовала независимую оценку при определении цены продажи. Сделка предусматривала два этапа. Первый этап, представляющий продажу 78%-й доли Группы за 169 млн долл. США, был завершен 22 сентября 2004 г. Вторым этапом, на котором Группа должна была продать свою оставшуюся 21%-ю долю в уставном капитале Банка за 45 млн долл. США, должен был быть завершен до конца июня 2007 г. В 2004 г. Группа отразила убыток от обесценения, относящийся к этой операции, в сумме 35 млн долл. США. В декабре 2005 г. Группа и покупатель аннулировали соглашение, связанное со второй частью сделки. Впоследствии, в декабре 2005 г., Группа организовала открытый аукцион по продаже принадлежащей ей 21%-й доли и подписала соглашение с покупателем – той же связанной стороной. Стоимость сделки составила 33 млн долл. США. Сделка должна быть завершена в июне 2006 г. В течение 2005 г. Группа признала дополнительный убыток от сделки в сумме 12 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. балансовая стоимость вложения Группы в Банк составляла 33 млн долл. США и была учтена в строке «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

Примечание 10. Выбытие активов и дочерних компаний (продолжение)

В апреле 2003 г. одна из компаний Группы завершила сделку по продаже 10%-й доли Группы в соглашении о разделе продукции, оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания, 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» (Примечание 23. Сегментная информация).

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	315	875
Краткосрочные кредиты и займы от связанных сторон	1	18
Текущая часть долгосрочной задолженности	537	372
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	853	1 265

Основная часть краткосрочных кредитов и займов является необеспеченной и подлежит уплате в долларах США. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. составляла 5,6% и 5,0% годовых соответственно.

Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 4 107 и 1 878 млн долл. США на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно)	4 233	2 276
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	65	14
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г.	94	380
Рублевые облигации со ставкой 7,25% и сроком погашения в 2008 г.	208	216
Долгосрочные обязательства по аренде	74	95
Общая сумма долгосрочной задолженности	4 674	2 981
Текущая часть долгосрочной задолженности	(537)	(372)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	4 137	2 609

Долгосрочные займы и кредиты

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США и имеет сроки погашения от 2006 г. до 2017 г. Около трети долгосрочных кредитов и займов обеспечено экспортными поставками и основными средствами. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. составляла 5,8% и 5,6% годовых соответственно.

Группа имеет необеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «Ситибанк», «АБН АМРО», «БНП Париба», «Банковской Корпорацией «Сумитомо», «Сосьете Женераль», с задолженностью в сумме 1 934 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датой погашения в 2008 г. Процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 0,7% годовых. Данный кредит был использован для финансирования приобретения компании «Нельсон Ресорсез Лимитед» (далее – компания «Нельсон») (Примечание 17. Приобретение новых компаний).

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

Компания имеет обеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «АБН АМРО» и «Ситибанк», с задолженностью в сумме 715 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 1,35% годовых для 429 млн долл. США с датами погашения до 2008 г. и ЛИБОР плюс 2,5% годовых для оставшейся суммы кредита в размере 286 млн долл. США с датами погашения до 2010 г.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с банками «Калион» и «АБН АМРО» с задолженностью в сумме 251 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2010 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 1,2% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис Ферст Бостон», с задолженностью в сумме 222 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений с банком «Натексис» с общей суммой задолженности 211 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2009 г. По данным соглашениям ставки процентов составляют от ЛИБОР плюс 0,9% до ЛИБОР плюс 2,5% годовых.

Компания Группы имеет кредитное соглашение с банком «Внешэкономбанк» с задолженностью в сумме 129 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2011 г. Фиксированная процентная ставка по данному заимствованию составляет 3,0% годовых.

Компания Группы имеет кредитное соглашение с Европейским банком реконструкции и развития с задолженностью в сумме 125 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2008 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 3,0% годовых.

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений с Международной финансовой корпорацией с общей суммой задолженности 109 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2011 г. По данным соглашениям ставки процентов составляют от ЛИБОР плюс 2,0% годовых до ЛИБОР плюс 2,5% годовых.

Группа имеет кредитные соглашения с различными банками и организациями с фиксированными процентными ставками. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2005 г. составила 299 млн долл. США с датами погашения от 2006 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка составляла 5,6% годовых.

Группа имеет кредитные соглашения с различными банками и организациями с плавающими процентными ставками. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2005 г. составила 238 млн долл. США с датами погашения от 2006 до 2015 гг. Средневзвешенная процентная ставка составляла 7,1% годовых.

Компания Группы имеет кредитное соглашение со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФилипс», с задолженностью в сумме 61 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 г. и датами погашения до 2017 г. Фиксированная процентная ставка по данному заимствованию составляет 10,0% годовых. Данное соглашение является частью стратегического альянса с компанией «КонокоФилипс». Данное финансирование используется для развития сбытовой инфраструктуры в Тимано-Печорском регионе России.

Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам (продолжение)***Конвертируемые облигации в долларах США***

29 ноября 2002 г. одна из компаний Группы выпустила 350 000 3,5%-х конвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. США каждая, обмениваемых на глобальные депозитарные расписки (далее – ГДР) из расчета 12,112 (ранее – 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 увеличивается до суммы погашения. Начисление увеличения до суммы погашения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

По состоянию на 31 декабря 2005 г. держатели облигаций конвертировали 266 821 облигацию в 12,9 млн обыкновенных акций Компании. После отчетной даты, по состоянию на 5 мая 2006 г. держатели облигаций дополнительно конвертировали 28 295 облигаций в 1,4 млн обыкновенных акций Компании.

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

Рублевые облигации

В ноябре 2004 г. Компания выпустила 6 млн рублевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию и сроком погашения 23 ноября 2009 г. Условиями выпуска предусмотрена возможность выкупа облигаций Компанией по требованию владельцев облигаций, предъявленных в течение семи дней начиная с 13 ноября 2007 г. По облигациям выплачивается полугодовой купон в размере 7,25% годовых.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению долгосрочных долговых обязательств в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 537 млн долл. США в 2006 г., 600 млн долл. США в 2007 г., 2 414 млн долл. США в 2008 г., 467 млн долл. США в 2009 г., 346 млн долл. США в 2010 г. и 310 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 13. Налоги

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

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

Деятельность 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. Большинство операций Группы в Российской Федерации облагалось по суммарной налоговой ставке 24%.

Примечание 13. Налоги (продолжение)

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2005 г.), ни сейчас в налоговом законодательстве Российской Федерации не было и нет положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем 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 50% налогооблагаемой прибыли 2006 г. Начиная с 1 января 2007 г. данное ограничение перестает действовать.

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

	2005	2004	2003
По России	7 992	5 167	3 298
За рубежом	918	841	1 278
Прибыль до налога на прибыль	8 910	6 008	4 576

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2005	2004	2003
Текущий налог на прибыль			
По России	2 194	1 511	883
За рубежом	107	103	56
Итого текущий налог на прибыль	2 301	1 614	939
Отложенный налог на прибыль			
По России	61	76	49
За рубежом	105	70	19
Итого отложенный налог на прибыль	166	146	68
Итого налог на прибыль	2 467	1 760	1 007

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.

	2005	2004	2003
Прибыль до налогообложения	8 910	6 008	4 576
Условная сумма налога по установленной ставке	2 138	1 442	1 098
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	407	301	168
влияния различия налоговых ставок за рубежом	(12)	4	(11)
влияния различия налоговых ставок в России	(125)	(23)	(7)
необлагаемой налогом прибыли от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	-	-	(271)
убыток от курсовых разниц	(5)	6	3
изменения величины оценочного резерва	64	30	(1)
прочего	-	-	28
Итого налог на прибыль	2 467	1 760	1 007

Примечание 13. Налоги (продолжение)

В состав прочих налогов входят:

	2005	2004	2003
Налог на добычу полезных ископаемых	5 590	2 971	1 966
Социальные налоги и отчисления	324	330	257
Налог на имущество	233	111	139
Прочие налоги и отчисления	187	93	94
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	6 334	3 505	2 456

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Прочие оборотные активы	52	69
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	181	138
Прочие краткосрочные обязательства	(18)	(16)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 830)	(698)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 615)	(507)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Дебиторская задолженность	15	18
Долгосрочные обязательства	145	111
Запасы	5	29
Основные средства	131	115
Кредиторская задолженность	27	19
Финансовые вложения	3	5
Перенос убытков прошлых периодов	121	131
Прочие	69	51
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	516	479
Минус оценочный резерв	(134)	(70)
Активы по отложенному налогу на прибыль	382	409
Основные средства	(1 747)	(714)
Кредиторская задолженность	(8)	(5)
Дебиторская задолженность	(9)	(8)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(117)	(72)
Запасы	(30)	(17)
Финансовые вложения	(66)	(83)
Прочие	(20)	(17)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 997)	(916)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 615)	(507)

В результате приобретения новых компаний в течение 2005 г. Группа признала чистое обязательство на отложенному налогу на прибыль в размере 923 млн долл. США.

Примечание 13. Налоги (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2005 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 7 066 млн долл. США, по которой не создавался резерв по отложенному налогу на прибыль, поскольку распределение прибыли отложено на неопределенный период из-за реинвестирования. Поэтому суммы нераспределенной прибыли рассматриваются как постоянные инвестиции. Рассчитывать сумму обязательства по отложенному налогу по этой сумме представляется нецелесообразным.

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 52 «Учет курсовых разниц» и Положением о стандартах финансового учета № 109 «Учет налога на прибыль» активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к курсовым разницам, возникшим в результате пересчета операций и активов и обязательств из рублей в доллары США с использованием исторического курса, не признаются. 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 по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. экономической выгоды от восстановления временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2005 г. сумма налоговых льгот по накопленным убыткам Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 475 млн долл. США, из которых 1 млн долл. США должны быть использованы до 2010 г., 36 млн долл. США – до 2013 г., 38 млн долл. США – до 2014 г., 21 млн долл. США – до 2015 г. и 379 млн долл. США не ограничены сроком использования.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение

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

В декабре 2003 г. Компания приняла решение о замене существующего пенсионного плана другим. Основной составляющей нового плана является план с установленными выплатами, который позволит работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получить при выходе на пенсию единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника, но не более 7% от его годовой заработной платы. У работников при выходе на пенсию также будет право на получение пенсии из средств, аккумулированных в период действия предыдущего пенсионного плана. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. Сумма была определена с помощью формулы, основанной на сроке предыдущей службы и на 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.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2005	2004
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	198	156
Влияние курсовых разниц	(8)	11
Стоимость вклада текущего года службы	9	7
Процентные расходы	17	14
Изменения пенсионного плана	4	7
Актуарный убыток	2	29
Выплаченные пенсии	(20)	(12)
Прибыль от секвестра	-	(14)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	202	198
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	63	55
Влияние курсовых разниц	(3)	4
Фактическая рентабельность активов пенсионного плана	9	8
Взносы компаний Группы	24	14
Выплаченные пенсии	(20)	(12)
Активы, переданные в результате урегулирования	-	(6)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	73	63
Статус фондирования	(129)	(135)
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	53	54
Неотраженная актуарная прибыль	(45)	(47)
Начисленные пенсионные обязательства	(121)	(128)
Суммы пенсионных отчислений, отраженные в консолидированных балансах		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(121)	(128)
Допущения		
Ставка дисконтирования	9,2%	9,2%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,0%	10,0%

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

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

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

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

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

Вид активов	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Векселя российских эмитентов	30%	6%
Российские корпоративные облигации	20%	23%
Депозиты в банках	16%	8%
Акции российских эмитентов	10%	19%
Российские государственные облигации	9%	-
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	5%	8%
Акции в инвестиционных фондах	5%	-
Российские муниципальные облигации	3%	6%
Дебиторская задолженность инвестиционных компаний	-	28%
Прочие активы	2%	2%
	100%	100%

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

Инвестиционный портфель в основном состоит из 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.

Ниже в таблице приведены целевая и максимальная доли активов в портфеле на 2006 г.

Вид активов	Целевая доля в портфеле на 2006 г.	Максимальная доля в портфеле на 2006 г.
Российские корпоративные облигации	31%	50%
Векселя российских эмитентов	5%	50%
Акции российских эмитентов	28%	50%
Российские муниципальные облигации	31%	50%
Прочие, включая банковские депозиты	5%	50%
	100%	

Примечание 14. Пенсионное обеспечение (продолжение)

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

	2005	2004	2003
Пенсии, заработанные в течение года	9	7	5
Процентные расходы	17	14	34
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(6)	(5)	(7)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	5	5	19
Актuarная прибыль	(3)	(5)	(4)
Прибыль от секвестра	-	(8)	(53)
Итого расходы (доходы) за период	22	8	(6)

Общий взнос работодателя на 2006 г. ожидается в размере 18 млн долл. США.

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

	2006	2007	2008	2009	2010	За годы 2006 – 2010	За годы 2011 – 2015
Пенсионные выплаты	23	9	12	12	13	69	54
Прочие долгосрочные выплаты работникам	15	9	10	11	11	56	62
Итого предполагаемые выплаты	38	18	22	23	24	125	116

Примечание 15. Акционерный капитал**Обыкновенные акции**

	По состоянию на 31 декабря 2005 (млн штук)	По состоянию на 31 декабря 2004 (млн штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850	850
Акции у дочерних компаний, не входящие в акции в обращении	(2)	(5)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(22)	(34)
Акции в обращении	826	811

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, нормативно-правовая база, определяющая права акционеров на получение дивидендов, допускает различное толкование этого вопроса.

Согласно данным российской неконсолидированной годовой бухгалтерской отчетности за 2005, 2004 и 2003 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 66 327 млн руб., 78 028 млн руб. и 48 042 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. составляет 2 304 млн долл. США, 2 812 млн долл. США и 1 631 млн долл. США соответственно.

На годовом Общем собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2005 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2004 г. в размере 28,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,98 долл. США.

Примечание 15. Акционерный капитал (продолжение)

На годовом Общем собрании акционеров, состоявшемся 24 июня 2004 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2003 г. в размере 24,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,83 долл. США.

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

Прибыль на одну акцию

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

	2005	2004	2003
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной	6 443	4 248	3 569
Накопленный эффект от изменения в учетной политике	-	-	132
Чистая прибыль	6 443	4 248	3 701
Плюс проценты по конвертируемым облигациям, за вычетом налога по действующей ставке			
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 1% годовых и сроком погашения в 2003 г.	-	-	13
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% годовых и сроком погашения в 2007 г.	26	27	27
Итого разводненная прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	6 469	4 275	3 609
Итого разводненная чистая прибыль	6 469	4 275	3 741
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	814 417	817 294	819 169
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тыс. штук)	15 957	16 847	20 977
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	830 374	834 141	840 146

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

Группа использует производные финансовые инструменты в своей международной деятельности по торговле нефтепродуктами. Используемые производные финансовые инструменты включают фьючерсные и своп контракты, применяемые для целей хеджирования, и контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа поддерживает систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. По данным операциям в течение 2005, 2004 и 2003 гг. Группа признала убытки в размере 171 млн долл., 55 млн долл. США и 37 млн долл. США соответственно, которые были отражены в статье «Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии» консолидированных отчетов о прибылях и убытках. Справедливая чистая стоимость контрактов с производными финансовыми инструментами, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., составляла обязательство в размере 26 млн долл. США и актив в размере 28 млн долл. США соответственно.

Примечание 16. 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 в результате дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. составила 5 081 млн долл. США и 3 124 млн долл. США соответственно. Эта стоимость включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

Примечание 17. Приобретение новых компаний

С ноября по декабрь 2005 г. компания Группы приобрела 51%-ю долю уставного капитала ОАО «Приморьнефтегаз» за 261 млн долл. США. ОАО «Приморьнефтегаз» является российской нефтегазовой компанией осуществляющей свою деятельность в Европейской части России.

С 14 октября по 5 декабря 2005 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю уставного капитала компании «Нельсон» за 1 951 млн долл. США. Компания «Нельсон» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность на западе Казахстана. Компания «Нельсон» владеет 76% долей в месторождении Каракудук, 50% долей в месторождениях Алибекмола, Кожасай, Северные Бузачи и Арман. Кроме этого, компания «Нельсон» имеет опцион на приобретение 25%-й доли в двух площадях, предназначенных для проведения геолого-разведочных работ в Казахском секторе Каспийского моря, – Южный Жамбай и Южное Забурунье. Целью приобретения было расширение присутствия Группы в Казахстане и увеличение запасов углеводородов в международном сегменте деятельности Группы.

Результаты деятельности компании «Нельсон» включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках начиная с 14 октября 2005 г.

Ниже в таблице приведена расчетная справедливая стоимость приобретенных активов и обязательств, определенная на дату приобретения.

Оборотные активы	170
Основные средства	2 794
Прочие внеоборотные активы	55
Итого приобретенные активы	3 019
Краткосрочные обязательства	(166)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(769)
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	(87)
Доля меньшинства	(31)
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность	(15)
Итого приобретенные обязательства	(1 068)
Приобретенные чистые активы	1 951

Примечание 17. Приобретение новых компаний (продолжение)

В ноябре 2005 г. компания Группы приобрела оставшуюся 50%-ю долю уставного капитала ЗАО «СеверТЭК» за 318 млн долл. США у Нэсте Ойл Корпорейшн (включая погашение долгосрочного займа, полученного ЗАО «СеверТЭК» в сумме 98 млн долл. США). Приобретение увеличило долю владения Группы в ЗАО «СеверТЭК» до 100%. ЗАО «СеверТЭК» является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации.

В июле 2005 г. Группа приобрела 66,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 180 млн долл. США. ООО «Геойлбент» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России. Все решения, связанные с финансовой и операционной деятельностью ООО «Геойлбент», требуют одобрения как минимум держателей 66,7% голосующих акций. С учетом того, что миноритарный акционер ООО «Геойлбент» имеет существенные права участия в управлении, Группа учитывает инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия.

В марте 2005 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю в компаниях «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» за 160 млн долл. США. «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» являются сбытовыми компаниями, основными видами деятельности которых является розничная торговля через сеть АЗС, оптовая торговля нефтепродуктами, а также производство и реализация масел в Финляндии.

В январе 2005 г. компания Группы приобрела дополнительную 22%-ю долю в компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» за 56 млн долл. США (20,7% были приобретены у связанной стороны за 52 млн долл. США). Данное приобретение увеличило долю Группы в «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» до 93,2%. В августе 2005 г. компания Группы приобрела дополнительную 4%-ю долю в «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» за 10 млн долл. США, увеличив тем самым долю Группы в «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» до 97,2%.

В декабре 2004 г. компания Группы приобрела оставшуюся 50%-ю долю в совместном предприятии «ЛУКАджип Н.В.» за 143 млн долл. США у группы ENI (из которых 111 млн долл. США представляли собой погашение кредитов, выданных группой ENI). Это приобретение увеличило долю владения Группы в «ЛУКАджип Н.В.» до 100%. «ЛУКАджип Н.В.» владеет 24%-й долей в концессионном Соглашении по разработке углеводородов на месторождении Мелейя в Египте, 10%-й долей в Соглашении о разведке, разработке и долевом разделе добычи на месторождении Шах-Дениз в Азербайджане, 8%-й долей в компании «Азербайджан Гэз Сэплай Компани», а также компанией «ЛУКАджип Мидстрим Б.В.», которая является владельцем 10%-й доли в «Южно-Кавказской трубопроводной компании».

26 января 2004 г. компания Группы заключила с компанией «КонокоФиллипс» соглашение о покупке 308 АЗС, а также контракты о поставке нефтепродуктов дополнительно на 471 АЗС на северо-востоке США на общую сумму 270 млн долл. США. Сделка была завершена в мае 2004 г.

Приобретение долей в ОАО «Приморьнефтегаз», компании «Нельсон», ЗАО «СеверТЭК», «Oy Teboil Ab», «Suomen Petrooli Oy» и «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2005 г. Соответственно, проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечание 18. Консолидация предприятия с переменной долей участия

30 июня 2005 г. Компания завершила формирование совместного предприятия с компанией «КонокоФиллипс» в рамках их стратегического альянса. Совместное предприятие было образовано путем продажи компании «КонокоФиллипс» доли участия в 100%-м дочернем обществе Компании ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ) за 529 млн долл. США. Совместное предприятие создано с целью разработки нефтяных месторождений Тимано-Печорского региона России. Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют равные права по управлению деятельностью совместного предприятия, а их доли владения составляют 70% и 30% соответственно. По состоянию на 30 июня 2005 г. активы НМНГ приблизительно составляли 1,6 млрд долл. США.

Группа определила, что НМНГ является предприятием с переменной долей участия, поскольку голосующие права Группы не соответствуют ее доле владения, и вся деятельность НМНГ осуществляется в интересах Группы и ее связанной стороны – компании «КонокоФиллипс». Группа также определила, что она является основным выгодополучателем, и консолидировала НМНГ.

В результате этой сделки Группа получила прибыль в размере 152 млн долл. США, которая была включена в статью «Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

Примечание 19. Гарантии и поручительства

Компания заключила несколько договоров поручительства. Данные договоры были заключены для улучшения кредитной состоятельности зависимой компании «ЛУКАРКО», 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	
	2005	2004
Гарантии по задолженности зависимых компаний	454	629
Гарантии по задолженности третьих сторон	19	13
Итого гарантии выданные	473	642

Гарантии по кредитам

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2005 г. составляла 709 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 2005 г. общая сумма гарантий Компании составила 447 млн долл. США. Из них 64 млн долл. США относятся к задолженности по процентам на сумму непоплаченного долга. 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 данной гарантии Группа не отразила каких-либо существенных обязательств.

Примечание 20. Условные события и обязательства

Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы

Группа владеет и управляет нефтеперерабатывающими заводами в Болгарии («ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД») и Румынии («Петротел-ЛУКОЙЛ»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз, «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» должны модернизировать нефтеперерабатывающее оборудование, для того чтобы соответствовать требованиям законодательства Европейского Союза в области качества производимых нефтепродуктов и защиты окружающей среды. Эти требования более строгие, чем существующие требования болгарского и румынского законодательств. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 607 млн долл. США и 60 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» соответственно.

В соответствии с лицензионными соглашениями Группа должна осуществить инвестиции в Российской Федерации в размере 1 380 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 115 млн долл. США в последующие годы. Руководство Группы считает, что существенная доля этих обязательств будет исполнена в рамках контрактов на оказание услуг по строительству, заключенных с Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (см. ниже).

В связи с реализацией компании «ЛУКОЙЛ-Бурение» (Примечание 10. Выбытие активов и дочерних компаний) Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению. По условиям контракта услуги по бурению в сумме 378 млн долл. США, 571 млн долл. США, 661 млн долл. США и 666 млн долл. США будут оказаны компанией «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») в течение 2006, 2007, 2008 и 2009 гг. соответственно.

Компания подписала четырехлетнее соглашение с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств капитального характера по данному соглашению в 2006 г. оценивается Группой в сумме около 850 млн долл. США.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 479 млн долл. США в течение последующих 32 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 недостаточно ясным, однако Группа в альянсе с компанией «КонокоФиллипс» активно отстаивает свои законные права по данному контракту.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)**Обязательства по операционной аренде**

Компания Группы имеет обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 1 140 млн долл. США в течение последующих 9 лет. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2005 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2005
2006	316
2007	180
2008	108
2009	88
2010	88
в последующие годы	360

Страхование

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится на стадии развития. Руководство Группы считает, что Группа имеет достаточное страховое покрытие в части страхования ее основных производственных активов. В отношении ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, Группа имеет страховое покрытие, уровень которого, как правило, выше, чем лимиты, установленные законодательством. Руководство считает, что Группа имеет адекватное страховое покрытие рисков, которые могут оказать существенное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение. Группа имеет ограниченное покрытие по страхованию на случай перерыва производства. Руководство считает, что у Группы нет необходимости в полном покрытии по страхованию на случай перерыва производства из-за географической диверсификации ее деятельности и ограниченного эффекта, который может иметь единичный случай.

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

Как только размер обязательств компаний Группы 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.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)***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. В Российской Федерации налоговый год остается открытым для проверки налоговыми органами в течение трех последующих календарных лет. Однако в некоторых случаях налоговый год может быть открыт более длительный период. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают более активную позицию в трактовке и применении налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

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.

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

Статьи «Расходы по налогу на прибыль» и «Налоги (кроме налога на прибыль)» консолидированного отчета о прибылях и убытках включают в себя 163 млн долл. США по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествующие 2004 г.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)***Судебные разбирательства***

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская компания по разработке алмазных месторождений, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолодобыча» (далее – АГД), компании Группы, и самой Компании (вместе – Ответчики). В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АГД и АДК. Полная сумма иска составляет примерно 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 персональной 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 Окружного суда от 15 октября 2002 г. 17 апреля 2004 г. АДК подала прошение о повторном слушании, которое 17 июня 2004 г. было отклонено Апелляционным судом. 16 июля 2004 г. АДК подала прошение о вынесении приказа об истребовании дела в Верховный суд штата Колорадо. 10 января 2005 г. Верховный суд штата Колорадо удовлетворил ходатайство АДК и истребовал дело для рассмотрения только одного вопроса: не допустил ли Апелляционный суд ошибки в своем выводе о том, что суд первой инстанции может вынести решение по ходатайству о прекращении производства по делу в связи с отсутствием персональной юрисдикции, на основании изучения и оценки фактических обстоятельств, но без проведения судебных слушаний. Верховный суд штата Колорадо отклонил прошение АДК о рассмотрении других вопросов, связанных с наличием юрисдикции. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение нижестоящего суда об отсутствии специальной юрисдикции Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательства относительно существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. Соответственно, иск был первоначально возвращен в суд первой инстанции для рассмотрения судом доказательств по вопросу общей юрисдикции. Однако, в ответ на ходатайство о повторном слушании, поданном Компанией, 19 декабря 2005 года Верховный суд вынес измененное решение по данному делу, которым вернул его в Апелляционный суд для рассмотрения вопросов, оставшихся незатронутыми в предыдущем решении Апелляционного суда. 2 марта 2006 года Апелляционный суд удовлетворил ходатайство Компании о предоставлении дополнительных материалов по вопросу о том, что место рассмотрения спора является «неудобным». Документы по данному вопросу были поданы Компанией и АДК 27 марта 2006 года. Компания подала ходатайство о проведении слушаний по вопросу о неудобности места рассмотрения спора, но Апелляционный суд пока не вынес какого-либо решения. В настоящее время нет никаких иных установленных сроков рассмотрения дела в Апелляционном суде. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

20 февраля 2004 г. Окружной суд Стокгольма отменил решение Арбитражного трибунала при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты от 25 сентября 2001 г., отказавшего в рассмотрении искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на разведку алмазного месторождения, а также возмещении убытков в размере 492 млн долл. США. В марте 2004 г. АГД подало апелляционную жалобу на решение Окружного суда Стокгольма в Апелляционный суд Швеции. 15 ноября 2005 г. Апелляционный суд Швеции отклонил апелляционную жалобу АГД и оставил в силе решение Окружного суда Стокгольма. 13 декабря 2005 г. АГД подало жалобу на решение Апелляционного суда Швеции в Верховный суд Швеции. Вынесение судебного акта ожидается в 2006 г. 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, свойственную любому судебному разбирательству, руководство не считает, что их конечный результат будет иметь существенное негативное влияние на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

Примечание 21. Операции со связанными сторонами

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

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Прочие операции со связанными сторонами также раскрыты в примечаниях 3, 10, 11, 12, 14, 17, 18, 19 и 22.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 605 млн долл. США, 153 млн долл. США и 124 млн долл. США в 2005, 2004 и 2003 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 58 млн долл. США, 63 млн долл. США и 76 млн долл. США в 2005, 2004 и 2003 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов от связанных сторон составило 2 248 млн долл. США, 770 млн долл. США и 270 млн долл. США в 2005, 2004 и 2003 гг. соответственно.

Связанными сторонами в 2005, 2004 и 2003 гг. были оказаны строительные услуги на сумму 378 млн долл. США, 648 млн долл. США и 451 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 54 млн долл. США, 71 млн долл. США и 99 млн долл. США в 2005, 2004 и 2003 гг. соответственно.

Примечание 21. Операции со связанными сторонами (продолжение)

В 2005, 2004 и 2003 гг. связанными сторонами, руководство которых включает некоторых руководителей Группы, были оказаны услуги страхования на 133 млн долл. США, 138 млн долл. США и 200 млн долл. США соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 160 млн долл. США и 225 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 127 млн долл. США и 150 млн долл. США на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно.

Примечание 22. Программа вознаграждения

В 2003 г. Компания ввела в действие программу по вознаграждению для определенных членов руководства. Эта программа предусматривает выплату вознаграждения в зависимости от роста курса обыкновенных акций Компании. Количество акций, выделенных для данной программы, составляет около 11 млн штук. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникает в декабре 2006 г. Группа начислила обязательства по данной программе в сумме 283 млн долл. США (включены в статью «Прочие краткосрочные обязательства») и 68 млн долл. США (включены в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность») по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. соответственно. Расходы по данной программе составили 263 млн долл. США и 65 млн долл. США за 2005 и 2004 гг. соответственно. В 2003 г. по данной программе и предыдущей программе по вознаграждению, которая завершилась в 2003 г., Группа отразила расходы в сумме 26 млн долл. США.

Примечание 23. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2005, 2004 и 2003 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». Данные сегменты были определены на основе различий в характере их операций. Результаты деятельности по установленным сегментам регулярно оцениваются руководством Группы. К сегменту «Разведка и добыча» относятся компании геологоразведки, разработки и добычи углеводородов, в основном 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 углеводородное сырье и реализуют продукцию нефтехимии. Деятельность, включаемая в сегмент «Прочие», не является основной для Группы.

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

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

Сегменты основной деятельности

2005	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 047	53 064	1 628	35	-	55 774
Межсегментная деятельность	14 821	1 041	22	138	(16 022)	-
Итого выручка от реализации	15 868	54 105	1 650	173	(16 022)	55 774
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	2 602	34 652	1 314	126	(15 809)	22 885
Расходы по процентам	824	464	15	12	-	1 315
Налог на прибыль	73	335	2	50	(185)	275
Налог на прибыль	1 111	1 317	35	4	-	2 467
Чистая прибыль	3 362	3 059	122	52	(152)	6 443
Итого активы	25 480	23 682	586	5 130	(14 533)	40 345
Капитальные затраты	2 918	1 129	77	53	-	4 177
2004	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 614	30 807	1 384	40	-	33 845
Межсегментная деятельность	8 379	822	13	103	(9 317)	-
Итого выручка от реализации	9 993	31 629	1 397	143	(9 317)	33 845
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	2 610	18 469	1 119	89	(9 283)	13 004
Расходы по процентам	676	377	8	14	-	1 075
Налог на прибыль	76	272	2	93	(143)	300
Налог на прибыль	568	1 159	20	13	-	1 760
Чистая прибыль	1 221	2 908	175	117	(173)	4 248
Итого активы	17 827	17 029	462	3 143	(8 700)	29 761
Капитальные затраты	2 289	1 070	71	17	-	3 447
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						
Амортизация и износ	2 349	11 323	808	25	(6 050)	8 455
Расходы по процентам	606	304	4	6	-	920
Налог на прибыль	66	199	3	84	(79)	273
Налог на прибыль	381	605	11	10	-	1 007
Чистая прибыль	1 995	1 573	72	99	(38)	3 701
Итого активы	15 851	13 479	282	3 789	(6 827)	26 574
Капитальные затраты	1 784	1 175	39	20	-	3 018

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

Географические сегменты

	2005	2004	2003
Реализация нефти на территории России	120	181	374
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	16 367	10 940	6 844
Реализация нефтепродуктов на территории России	6 725	4 665	3 450
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	29 216	15 317	9 480
Реализация продуктов нефтехимии в России	469	332	251
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	1 134	1 021	671
Прочая реализация на территории России	821	713	568
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	922	676	480
Итого выручка от реализации	55 774	33 845	22 118

2005	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	250	8 656	46 868	-	55 774
Межсегментная деятельность	8 947	21 098	31	(30 076)	-
Итого выручка от реализации	9 197	29 754	46 899	(30 076)	55 774

Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 372	10 829	40 590	(29 906)	22 885
Амортизация и износ	389	618	308	-	1 315
Расходы по процентам	17	160	133	(35)	275
Налог на прибыль	539	1 716	212	-	2 467
Чистая прибыль	2 116	4 015	925	(613)	6 443
Итого активы	9 301	21 207	14 361	(4 524)	40 345
Капитальные затраты	1 100	2 146	931	-	4 177

2004	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	698	6 739	26 408	-	33 845
Межсегментная деятельность	4 780	12 081	20	(16 881)	-
Итого выручка от реализации	5 478	18 820	26 428	(16 881)	33 845

Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 457	6 334	22 045	(16 832)	13 004
Амортизация и износ	366	533	176	-	1 075
Расходы по процентам	33	234	92	(59)	300
Налог на прибыль	236	1 351	173	-	1 760
Чистая прибыль	607	3 295	682	(336)	4 248
Итого активы	5 625	16 796	10 579	(3 239)	29 761
Капитальные затраты	1 082	1 767	598	-	3 447

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

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

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

I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности

По состоянию на 31 декабря 2005 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	196	531	727	17	744
Доказанные запасы нефти и газа	4 331	26 785	31 116	782	31 898
Накопленные износ и амортизация	(377)	(12 672)	(13 049)	(173)	(13 222)
Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием использования активов	-	166	166	4	170
Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием использования активов	-	(19)	(19)	-	(19)
Чистые капитализированные затраты	4 150	14 791	18 941	630	19 571

По состоянию на 31 декабря 2004 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	202	666	868	23	891
Доказанные запасы нефти и газа	1 256	23 922	25 178	735	25 913
Накопленные износ и амортизация	(154)	(12 154)	(12 308)	(174)	(12 482)
Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием использования активов	1	70	71	1	72
Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием использования активов	-	(7)	(7)	-	(7)
Чистые капитализированные затраты	1 305	12 497	13 802	585	14 387

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

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

2005	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	1 726	183	1 909	80	1 989
недоказанные запасы	690	370	1 060	100	1 160
Затраты на геологоразведку	171	252	423	3	426
Затраты на разработку	260	2 235	2 495	124	2 619
Итого затраты	2 847	3 040	5 887	307	6 194

2004	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	224	16	240	-	240
недоказанные запасы	22	49	71	-	71
Затраты на геологоразведку	81	225	306	3	309
Затраты на разработку	108	1 875	1 983	117	2 100
Итого затраты	435	2 165	2 600	120	2 720

2003	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
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

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. Результаты деятельности не учитывают корпоративные накладные расходы и расходы по процентам.

2005	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	620	12 327	12 947	720	13 667
Передачи	-	8 072	8 072	268	8 340
Итого доходы	620	20 399	21 019	988	22 007
Затраты на добычу (не включая налоги)					
Затраты на геологоразведку	(192)	(125)	(317)	(1)	(318)
Амортизация и износ	(106)	(718)	(824)	(60)	(884)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(30)	(30)	-	(30)
Налоги, кроме налога на прибыль	(6)	(11 160)	(11 166)	(285)	(11 451)
Налог на прибыль	(160)	(1 548)	(1 708)	(181)	(1 889)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	63	5 146	5 209	324	5 533

2004	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	243	8 841	9 084	754	9 838
Передачи	-	4 456	4 456	47	4 503
Итого доходы	243	13 297	13 540	801	14 341
Затраты на добычу (не включая налоги)					
Затраты на геологоразведку	(40)	(131)	(171)	(5)	(176)
Амортизация и износ	(28)	(648)	(676)	(39)	(715)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(8)	(8)	-	(8)
Налоги, кроме налога на прибыль	(2)	(5 544)	(5 546)	(172)	(5 718)
Налог на прибыль	(3)	(1 310)	(1 313)	(315)	(1 628)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	116	4 147	4 263	208	4 471

2003	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	102	5 606	5 708	339	6 047
Передачи	3	2 638	2 641	28	2 669
Итого доходы	105	8 244	8 349	367	8 716
Затраты					
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 начисления обязательств, связанных с окончанием 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

IV. Информация об объемах запасов

Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые, по данным геологических и инженерных исследований, с достаточной долей вероятности будут извлечены из определенных месторождений в будущих периодах при существующих экономических и производственных условиях. Доказанные запасы не включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных с точки зрения их экономической выгоды.

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

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

Руководство 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 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 2005, 2004 и 2003 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
Нефть					
1 января 2003 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
Пересмотр предыдущих оценок	8	(63)	(55)	65	10
Приобретение неизвлеченного сырья*	12	22	34	(1)	33
Увеличение / открытие новых запасов	-	606	606	18	624
Добыча	(11)	(596)	(607)	(28)	(635)
Реализация доказанных запасов	-	(35)	(35)	(2)	(37)
31 декабря 2004 г.	264	15 252	15 516	456	15 972
Пересмотр предыдущих оценок	(43)	29	(14)	(6)	(20)
Приобретение неизвлеченного сырья*	174	266	440	(86)	354
Увеличение / открытие новых запасов	28	472	500	6	506
Добыча	(15)	(619)	(634)	(30)	(664)
Реализация доказанных запасов	-	(34)	(34)	-	(34)
31 декабря 2005 г.	408	15 366	15 774	340	16 114
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2003 г.	143	9 792	9 935	272	10 207
31 декабря 2004 г.	124	10 205	10 329	322	10 651
31 декабря 2005 г.	255	10 070	10 325	258	10 583

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

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. составляла 580 млн барр., 259 млн барр. и 256 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. составляла 172 млн барр., 125 млн барр. и 133 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Млрд куб. футов	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	За рубежом	Россия	Итого		
Газ					
1 января 2003 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
Пересмотр предыдущих оценок	(268)	(754)	(1 022)	55	(967)
Приобретение неизвлеченного сырья	1 174	2	1 176	-	1 176
Увеличение / открытие новых запасов	-	93	93	2	95
Добыча	(32)	(133)	(165)	(9)	(174)
Реализация доказанных запасов	-	(4)	(4)	(1)	(5)
31 декабря 2004 г.	3 029	21 356	24 385	213	24 598
Пересмотр предыдущих оценок	402	(520)	(118)	(4)	(122)
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	8	8	(6)	2
Увеличение / открытие новых запасов	273	742	1 015	5	1 020
Добыча	(35)	(155)	(190)	(10)	(200)
Реализация доказанных запасов	-	-	-	-	-
31 декабря 2005 г.	3 669	21 431	25 100	198	25 298
Доказанные разрабатываемые запасы:					
31 декабря 2003 г.	1 070	1 722	2 792	122	2 914
31 декабря 2004 г.	1 363	3 420	4 783	175	4 958
31 декабря 2005 г.	1 102	4 834	5 936	153	6 089

* 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 2005, 2004 и 2003 гг. составляла 23 млрд куб. футов, 20 млрд куб. футов и 21 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. составляла 15 млрд куб. футов, 15 млрд куб. футов и 16 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

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

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководством прогнозируемых будущих потоков денежных средств или стоимости доказанных запасов нефти и газа Группы. Оценки доказанных объемов запасов не являются точными и изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Такая оценка согласно Положению № 69 требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих потоков денежных средств Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
31 декабря 2005 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	21 028	375 279	396 307	12 290	408 597
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(9 471)	(200 288)	(209 759)	(4 513)	(214 272)
Налог на прибыль будущих периодов	(3 563)	(40 135)	(43 698)	(2 220)	(45 918)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	7 994	134 856	142 850	5 557	148 407
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(4 140)	(86 622)	(90 762)	(2 898)	(93 660)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств	3 854	48 234	52 088	2 659	54 747
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 730	1 730	-	1 730

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 214 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 5,6 млрд долл. США.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
31 декабря 2004 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	8 290	290 189	298 479	9 630	308 109
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(4 507)	(162 246)	(166 753)	(4 434)	(171 187)
Налог на прибыль будущих периодов	(537)	(29 268)	(29 805)	(1 276)	(31 081)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	3 246	98 675	101 921	3 920	105 841
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 919)	(64 896)	(66 815)	(1 980)	(68 795)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств	1 327	33 779	35 106	1 940	37 046
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	531	531	-	531

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 171 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 4,4 млрд долл. США.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
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 потоки денежных средств будущих периодов	2 314	85 978	88 292	2 504	90 796
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 392)	(55 642)	(57 034)	(1 389)	(58 423)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств	922	30 336	31 258	1 115	32 373
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках 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 3,6 млрд долл. США.

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

Дочерние компании	2005	2004	2003
Дисконтированная стоимость на 1 января	35 106	31 258	22 082
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 761	31	16
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(7 771)	(6 260)	(3 525)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	18 786	5 881	8 978
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	2 619	1 548	1 049
Затраты на разработку за период	2 495	1 983	1 528
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(320)	(416)	1 163
Чистое изменение налога на прибыль	(5 346)	(1 084)	(2 867)
Прочие изменения	149	8	(115)
Эффект дисконтирования	4 609	2 157	2 949
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	52 088	35 106	31 258
Доля в зависимых компаниях	2005	2004	2003
Дисконтированная стоимость на 1 января	1 940	1 115	1 365
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(473)	(20)	(457)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(565)	(562)	(225)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	1 934	787	158
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	62	64	-
Затраты на разработку за период	124	117	127
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(82)	388	218
Чистое изменение налога на прибыль	(432)	(224)	(121)
Прочие изменения	(88)	143	(67)
Эффект дисконтирования	239	132	117
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	2 659	1 940	1 115
Всего	2005	2004	2003
Дисконтированная стоимость на 1 января	37 046	32 373	23 447
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 288	11	(441)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(8 336)	(6 822)	(3 750)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	20 720	6 668	9 136
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	2 681	1 612	1 049
Затраты на разработку за период	2 619	2 100	1 655
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(402)	(28)	1 381
Чистое изменение налога на прибыль	(5 778)	(1 308)	(2 988)
Прочие изменения	61	151	(182)
Эффект дисконтирования	4 848	2 289	3 066
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	54 747	37 046	32 373