



Документарные процентные неконвертируемые облигации серии 02 с обязательным централизованным хранением в количестве 6 000 000 (Шесть миллионов) штук номинальной стоимостью 1 000 (Одна тысяча) рублей каждая с купонным доходом, выплачиваемым каждые 182 дня, со сроком погашения на 1 820 (Одна тысяча восемьсот двадцатый) день с даты начала размещения

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ МЕМОРАНДУМ

Организаторы

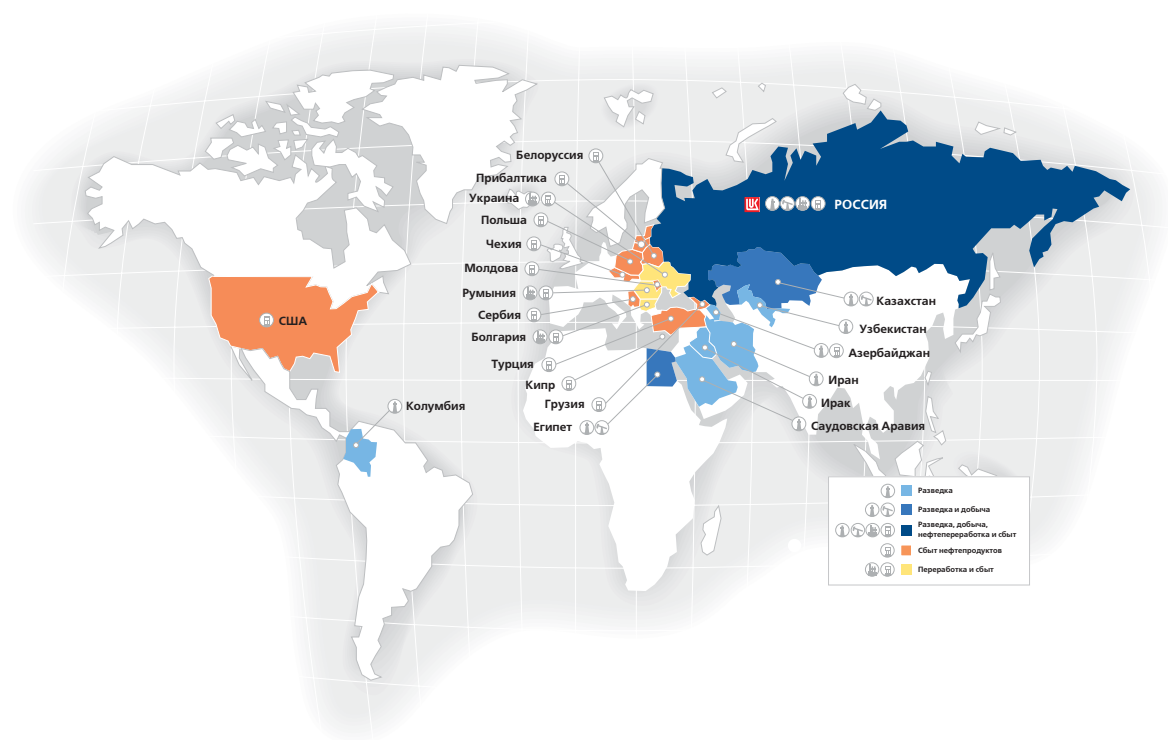
ИК КАПИТАЛЬ РЕНЕССАНС КАПИТАЛ АЛЬПИНЕКС

Финансовый Консультант

ФЕДЕРАЛЬНАЯ ФОНДОВАЯ КОРПОРАЦИЯ

12 ноября 2004 года

Карта географии деятельности



Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

ОАО «ЛУКОЙЛ»

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ МЕМОРАНДУМ

12 ноября 2004 года

Документарные процентные неконвертируемые облигации на предъявителя с обязательным централизованным хранением серии 02 на сумму 6 000 000 000 (Шесть миллиардов) рублей с купонным доходом, выплачиваемым каждые 182 (Сто восемьдесят два) дня, со сроком погашения на 1 820 (Одна тысяча восемьсот двадцатый) день с даты начала размещения.

Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (ОАО «ЛУКОЙЛ»), учрежденное в соответствии с законодательством Российской Федерации («Эмитент», «Компания»), осуществляет размещение («Размещение») в соответствии с Решением о выпуске ценных бумаг и Проспектом облигаций, зарегистрированными решением Федеральной комиссии по рынку ценных бумаг Российской Федерации («ФКЦБ России») от 16 апреля 2004 года («Решение о выпуске» и «Проспект» соответственно), документарных процентных неконвертируемых облигаций на предъявителя с обязательным централизованным хранением серии 02, с государственным регистрационным номером 4-02-00077-А, на сумму 6 000 000 000 рублей с купонным доходом, выплачиваемым каждые 182 дня («Купонный период»), со сроком погашения на 1 820 день с даты начала размещения («Облигации»).

Купонный доход подлежит выплате в конце каждого из десяти Купонных периодов, начиная со дня, следующего за датой начала размещения Облигаций («Дата начала размещения»), и заканчивая 1 820 днем с Даты начала размещения Облигаций («Дата погашения»), при условии, что Облигации не были выкуплены или погашены досрочно. Облигации подлежат погашению в Дату погашения.

Владельцы Облигаций имеют право требовать от ОАО «ЛУКОЙЛ» приобретения Облигаций в течение семи последних дней шестого купонного периода.

Обязательства по выплате купонного дохода и номинальной стоимости Облигаций обеспечены офертой о предоставлении обеспечения в форме поручительства,

содержащей безусловное и безотзывное обязательство ООО «Трейд-Финанс» («Поручитель»), выданное ОАО «ЛУКОЙЛ» в пользу владельцев Облигаций. Поручитель обязуется отвечать за исполнение обязательств Эмитента по выплате купонного дохода и номинальной стоимости по 6 000 000 (Шести миллионам) Облигаций, а также по публичным безотзывным обязательствам (офертам) Эмитента по выкупу Облигаций, определяемым в соответствии с Решением о выпуске и Проспектом Облигаций.

Доход, полученный Эмитентом в результате размещения Облигаций, будет использован им для финансирования своих инвестиционных программ на 2004-2005 годы. См. «Использование денежных средств, привлекаемых от размещения облигаций».

См. также раздел «Факторы риска», где описан ряд вопросов, связанных с тенденциями развития экономики России и другими факторами, которые должны быть приняты во внимание при оценке инвестиций в Облигации.

Размещение и обращение Облигаций будет осуществляться исключительно на территории Российской Федерации в соответствии с условиями Решения о выпуске и Проспекта Облигаций. Облигации не регистрировались и не будут регистрироваться иначе, чем по законодательству Российской Федерации. Облигации не могут размещаться, обращаться, предлагаться к покупке или продаже, прямо или опосредованно, и настоящий Инвестиционный Меморандум не может распространяться в какой-либо иной стране, за исключением случаев, прямо предусмотренных законодательством такой страны, что должно определяться каждым потенциальным инвестором самостоятельно на свой страх и риск, при этом Эмитент, Организаторы и их консультанты не несут никакой ответственности за любое такое незаконное размещение, обращение, предложение или распространение.

Настоящий Инвестиционный Меморандум («Инвестиционный Меморандум») предоставляется исключительно в информационных целях. Он не является составной частью документов, подлежащих представлению в какие-либо регистрирующие или иные государственные органы Российской Федерации или какого-либо иностранного государства в связи с регистрацией ценных бумаг, описанных в настоящем документе. При ознакомлении с Инвестиционным Меморандумом каждому потенциальному инвестору рекомендуется также ознакомиться с Решением о выпуске и Проспектом Облигаций, зарегистрированными решением ФКЦБ России от 16 апреля 2004 года с присвоением Облигациям государственного регистрационного номера 4-02-00077-А.

Настоящий Инвестиционный Меморандум является информационным документом для потенциальных инвесторов и представлен в том виде, который поможет им лучше понять информацию о Компании и риски, связанные с приобретением Облигаций.

Ни одно лицо не уполномочено предоставлять в связи с размещением Облигаций какую-либо информацию или делать какие-либо иные заявления, за исключением информации и заявлений, содержащихся в Инвестиционном Меморандуме, Решении о выпуске и Проспекте Облигаций. Если такая информация была предоставлена или такое заявление было сделано, то на них не следует опираться как на информацию или заявления, санкционированные Эмитентом и Организаторами.

Настоящий Инвестиционный Меморандум не является предложением о продаже или предложением о покупке Облигаций или любых иных ценных бумаг какому-либо лицу в России или любой иной стране или регионе. Настоящий Инвестиционный Меморандум не является рекламным материалом относительно Облигаций, продажи или покупки Облигаций или любых иных ценных бумаг в России или в любой иной стране или регионе.

Ни одна из российских или иностранных национальных, региональных или местных комиссий по рынку ценных бумаг или какой-либо иной орган, регулирующий порядок совершения операций с ценными бумагами, не давали никаких специальных рекомендаций по поводу приобретения Облигаций.

Заявления, относящиеся к Организаторам, опираются на информацию, предоставленную ими Эмитенту, исключительно для использования в настоящем документе. Ни вручение Инвестиционного Меморандума, ни размещение Облигаций ни при каких обстоятельствах не подразумевают отсутствия возможности неблагоприятных изменений в состоянии дел Эмитента после даты Инвестиционного Меморандума, либо после даты внесения последних изменений и/или дополнений в Инвестиционный Меморандум.

Организаторы и их консультанты не проверяли информацию, содержащуюся в Инвестиционном Меморандуме, и ни одно из вышеуказанных лиц не делает никаких заверений, прямых или косвенных, и не принимает на себя никакой ответственности в отношении точности или полноты какой-либо информации, содержащейся в Инвестиционном Меморандуме. Целью Инвестиционного Меморандума и любой прилагаемой к нему финансовой документации не является создание основы для проведения кредитной или иной оценки, и эти документы не следует рассматривать как рекомендацию Организаторов или их консультантов по приобретению Облигаций. Любое лицо, получившее настоящий Инвестиционный Меморандум, подтверждает, что такое лицо не полагалось на Организаторов или их консультантов относительно полноты и точности Инвестиционного Меморандума и решения о приобретении Облигаций. Каждое такое лицо должно самостоятельно определить для себя значимость информации, содержащейся в Инвестиционном Меморандуме, и при покупке Облигаций должно опираться на исследования и иные проверки, которые сочтет необходимыми. Организаторы и их консультанты не принимали и не принимают на себя обязательств по изучению положения дел и финансового состояния Эмитента и не обязуются консультировать какого-либо из инвесторов или потенциальных инвесторов в Облигации относительно изложенной информации.

В Инвестиционном Меморандуме «рубли» или «руб.» означают официальную валюту Российской Федерации; «долл.», «доллар США» или «долл. США» означают официальную валюту Соединенных Штатов Америки; «EUR» или «евро» означают единую европейскую валюту; «млрд.», «млн.» и «тыс.» применительно к денежным суммам означают, соответственно, «миллиард», «миллион» и «тысяча», «н.э.» означает «нефтяного эквивалента», «т.у.т.» означает «тонн условного топлива». Пересчет из рублей в доллары произведен исключительно для удобства читателя. Ни Эмитент, ни Организаторы не делают заявлений о том, что указанные в настоящем Инвестиционном Меморандуме суммы в рублях или в долларах могли или могут в

действительности быть пересчитаны в доллары или в рубли по какому-либо определенному курсу или вообще пересчитаны на какую-либо дату или период.

ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОАО «ЛУКОЙЛ»

Приведенная ниже финансовая информация ОАО «ЛУКОЙЛ» подготовлена в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципам бухгалтерского учета («ОПБУ США»)

Таблица 1.: Укрупненные консолидированные отчеты о прибылях и убытках группы ОАО «ЛУКОЙЛ»

	2001	2002	2003	(млн. долл.) 6 мес. 2004 ¹
Выручка	13 562	15 449	22 299	14 609
Операционные расходы	(2 584)	(2 403)	(2 546)	(1 334)
Стоимость приобретенной нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	(2 087)	(2 693)	(5 909)	(4 328)
Транспортные расходы	(919)	(1 414)	(2 052)	(1 383)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(1 375)	(1 313)	(1 800)	(922)
Износ и амортизация	(886)	(824)	(920)	(514)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(1 010)	(1 972)	(2 456)	(1 558)
Акцизы и экспортные пошлины	(1 456)	(1 996)	(2 954)	(1 947)
Прочие прибыли/(убытки)	(297)	(172)	925	(158)
Прибыль от основной деятельности	2 948	2 662	4 587	2 465
Расходы по процентам	(257)	(222)	(273)	(143)
Доходы по процентам и дивидендам	146	160	139	99
Прочие внеоперационные доходы/(расходы)	(2)	51	159	23
Доля миноритарных акционеров	(52)	(69)	(36)	(37)
Прибыль до налога на прибыль	2 783	2 582	4 576	2 407
Налог на прибыль	(674)	(739)	(1 007)	(711)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	2 109	1 843	3 569	1 696
Накопленный эффект от изменения в учетной политике за вычетом налога на прибыль	-	-	132	-
Чистая прибыль	2 109	1 843	3 701	1 696
Показатели прибыли на одну обыкновенную акцию (в долларах США)				
<i>Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике</i>				
Чистая прибыль	2,68	2,26	4,36	2,07
Разводненная прибыль	2,66	2,26	4,30	2,05
<i>Чистая прибыль</i>				
Чистая прибыль	2,68	2,26	4,52	2,07
Разводненная прибыль	2,66	2,26	4,45	2,05

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечание:

¹ Неаудированные данные.

Укрупненные консолидированные балансы группы ОАО «ЛУКОЙЛ»

	(млн. долл.)			
Активы	2001	2002	2003	6 мес. 2004 ¹
Оборотные активы				
Денежные средства и их эквиваленты	1 170	1 252	1435	946
Краткосрочные финансовые вложения	218	278	251	276
Дебиторская задолженность и векселя к получению, за минусом резерва по сомнительным долгам		2 511	3 790	3 639
Запасы	829	1 063	1 243	1 495
Прочие оборотные активы	3 459	1 371	1 204	2 659
Итого оборотные активы	5 676	6 475	7 923	9 015
Финансовые вложения	770	934	594	691
Основные средства	12 296	13 499	16 639	18 056
Прочие внеоборотные активы	1 200	1 093	1 418	1 407
Итого активы	19 942	22 001	26 574	29 169
Обязательства и акционерный капитал	2001	2002	2003	6 мес. 2004 ¹
Краткосрочные обязательства				
Кредиторская задолженность	1 402	1 293	1 564	1 659
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	1 031	1 772	1 412	1 646
Прочие краткосрочные обязательства	1 392	1 732	2 295	3 016
Итого краткосрочные обязательства	3 825	4 797	5 271	6 321
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	1 948	1 666	2 392	2 542
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний	931	880	483	481
Прочая долгосрочная задолженность	853	658	956	1 420
Итого обязательства	7 557	8 001	9 102	10 764
Акционерный капитал				
Обыкновенные акции	15	15	15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(403)	(428)	(435)	(556)
Добавочный капитал	3 044	3 229	3 522	3 564
Нераспределенная прибыль	9 738	11 186	14 371	15 386
Прочий накопленный совокупный (убыток)	(9)	(2)	(1)	(4)
Итого акционерный капитал	12 385	14 000	17 472	18 405
Итого обязательства и акционерный капитал	19 942	22 001	26 574	29 169

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечание:

¹ Неаудированные данные.

СОДЕРЖАНИЕ

1. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ И ИНЫХ УЧАСТНИКАХ РАЗМЕЩЕНИЯ И ОБРАЩЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ	11
1.1 ЭМИТЕНТ	11
1.2 ПОРУЧИТЕЛЬ	11
1.3 ОРГАНИЗАТОРЫ	11
1.4 АНДЕРРАЙТЕР	11
1.5 ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ	12
1.6 ФИНАНСОВЫЙ КОНСУЛЬТАНТ	12
1.7 ДЕПОЗИТАРИЙ	12
1.8 МЕСТО РАЗМЕЩЕНИЯ И ОБРАЩЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ	12
2. ДОКУМЕНТЫ, ИМЕЮЩИЕСЯ В РАСПОРЯЖЕНИИ	13
3. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ	14
4. ФАКТОРЫ РИСКА	16
4.1 СТРАНОВЫЕ РИСКИ	16
4.2 ОТРАСЛЕВЫЕ РИСКИ	25
4.3 РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ЭМИТЕНТА	27
4.4 РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ОБЛИГАЦИЯМИ	28
4.5 ТОЧНОСТЬ ФИНАНСОВОЙ И СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ	29
5. КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ ОАО «ЛУКОЙЛ»	30
6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, ПРИВЛЕКАЕМЫХ ОТ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ	32
7. ЭМИТЕНТ – ОАО «ЛУКОЙЛ»	33
7.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ	33
7.2 ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ И РАЗВИТИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»	34
7.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ	37
7.4 СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»	39
7.5 КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА	47
7.6 СТРУКТУРА УСТАВНОГО КАПИТАЛА	48
7.7 СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ	48
7.8 ЛИЦЕНЗИИ И СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ	50
7.9 ПЕРСОНАЛ	51
7.10 СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	51
7.11 СТАНДАРТЫ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И АУДИТОР КОМПАНИИ	52
7.12 ДИВИДЕНДНАЯ ИСТОРИЯ	52
7.13 ЗАПАСЫ	53
7.14 РАЗВЕДКА	54
7.15 РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА	55
7.16 ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ	60
7.17 ПЕРЕРАБОТКА	66
7.18 РЕАЛИЗАЦИЯ	76
7.19 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	81
7.20 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ	84

8. ФИНАНСОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ КОМПАНИИ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	94
8.1 Выручка.....	94
8.2 Структура затрат	98
8.3 Капитальные вложения	102
8.4 Долговые обязательства	103
8.5 Капитализация Компании	104
9. ПОРУЧИТЕЛЬ – ООО «ТРЕЙД-ФИНАНС».....	106
9.1 Общая информация	106
9.2 Описание деятельности	106
9.3 Уставный капитал и основные акционеры	106
9.4 Управление и руководство.....	106
10. ОПИСАНИЕ ОБЛИГАЦИЙ.....	107
10.1 Общие сведения	107
10.2 Учет прав на Облигации	107
10.3 Размещение и обращение Облигаций.....	107
10.4 Платежи по Облигациям	111
11. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РОССИЙСКОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ	114
11.1 Налог на добавленную стоимость	114
11.2 Порядок обложения налогом на прибыль доходов, полученных юридическими лицами-резидентами Российской Федерации от операций с Облигациями	114
11.3 Порядок налогообложения доходов, полученных физическими лицами-резидентами Российской Федерации от операций с Облигациями	115
11.4 Порядок обложения налогом на прибыль доходов, полученных от операций с Облигациями юридическими лицами-нерезидентами Российской Федерации	116
11.5 Порядок налогообложения доходов от операций с Облигациями, полученных физическими лицами-нерезидентами Российской Федерации	117
11.6 Налог на имущество	118
12. ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ОБРАЩЕНИЮ ОБЛИГАЦИЙ.....	119
13. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	120
13.1 Существенные изменения	120
13.2 Уведомления	120
14. ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	121
14.1 Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с ОПБУ США за 2003 год и за 6 месяцев 2004 года	121

1. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ЭМИТЕНТЕ И ИНЫХ УЧАСТНИКАХ РАЗМЕЩЕНИЯ И ОБРАЩЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ

1.1 ЭМИТЕНТ

Открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «ЛУКОЙЛ»

- Место нахождения: РФ, 101000, Москва, Сretenский бульвар, 11
- Телефон: +7 (095) 933 9749; Факс: +7 (095) 933 9918
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.lukoil.ru/>

1.2 ПОРУЧИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью «Трейд-Финанс»

- Место нахождения: РФ, 115162, Москва, ул. Шаболовка, д. 29, корп. 2
- Телефон: +7 (095) 230 1072; Факс: +7 (095) 230 1072

1.3 ОРГАНИЗАТОРЫ

ООО «Инвестиционная компания «КапиталЪ»

- Место нахождения: РФ, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, д. 47, стр. 2
- Телефон: +7 (095) 230 1110; Факс: +7 (095) 230 1110
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.capital-ig.ru/>

ООО «Ренессанс Капитал – Финансовый Консультант»

- Место нахождения: РФ, 125009, Москва, Вознесенский пер., д. 22, Усадьба-Центр, 4 эт.
- Телефон: +7 (095) 258 7777; Факс: +7 (095) 258 7778
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.rencap.com/>

ЗАО «Инвестиционная компания «Альпинэкс Австрия»

- Место нахождения: РФ, 117049, Москва, Калужская площадь, д. 1
- Телефон: +7 (095) 200 5894; Факс: +7 (095) 200 2685

1.4 АНДЕРРАЙТЕР

Общество с ограниченной ответственностью «Брокерская компания «Резерв-инвест»

- Место нахождения: РФ, 125040, Москва, ул. Ямского поля 3-я, дом. 17/19, стр. 1
- Телефон: +7 (095) 929 9526; Факс: +7 (095) 929 9530
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.luri.ru/>, <http://www.capital-ig.ru/>
- Лицензии профессионального участника рынка ценных бумаг на право осуществления брокерской деятельности, дилерской деятельности № 172-06228-100000, № 172-06235-010000 соответственно, выданные ФКЦБ России 09 сентября 2003 года, без ограничения срока действия; лицензия профессионального участника рынка ценных бумаг на право осуществления депозитарной деятельности № 172-06327-000100, выданная ФКЦБ России 16 сентября 2003 года без ограничения срока действия

1.5 ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ

Некоммерческое партнерство «Национальный депозитарный центр» («НДЦ»)

- Место нахождения: Российская Федерация, 125009, г. Москва, Средний Кисловский пер., д. 1/13, стр. 4.
- Телефон: +7 (095) 956 2790, (095) 956 2791; Факс: +7 (095) 956 2792
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.ndc.ru/>
- Корреспондентский счет: 30105810100000000505, Расчетная палата ММВБ, Москва (БИК 044583505)
- ИНН/КПП 7706131216/770301001, ОКПО 45915381, ОКВЭД 67.12.3, 67.13.51

1.6 ФИНАНСОВЫЙ КОНСУЛЬТАНТ

Открытое акционерное общество «Федеральная фондовая корпорация»

- Адрес: РФ, 119034, г. Москва, ул. Остоженка д.25
- Телефон: +7 (095) 737 8630, 737 8631; Факс: +7 (095) 737 8632
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.fscorp.ru/>
- Лицензия на осуществление профессиональной деятельности на рынке ценных бумаг: № 077-06174-100000 на осуществление брокерской деятельности и № 077-06178-010000 на осуществление дилерской деятельности, выданные ФКЦБ РФ 29 августа 2003 года, без ограничения срока действия

1.7 ДЕПОЗИТАРИЙ

Некоммерческое партнерство «Национальный депозитарный центр» («НДЦ»)

- Место нахождения: РФ, 125009, г. Москва, Средний Кисловский пер., д. 1/13, стр. 4
- Телефон: +7 (095) 956 2790, +7 (095) 956 2791; Факс: +7 (095) 956 2792
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.ndc.ru/>
- Лицензия профессионального участника рынка ценных бумаг на право осуществления депозитарной деятельности № 177-03431-000100, выданная ФКЦБ РФ 4 декабря 2000 года, без ограничения срока действия

1.8 МЕСТО РАЗМЕЩЕНИЯ И ОБРАЩЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ

ЗАО «Московская Межбанковская Валютная Биржа» («ММВБ»)

- Место нахождения: РФ, 125009, г. Москва, Большой Кисловский пер., д. 11, стр. 1
- Телефон: +7 (095) 234 4811; Факс: +7 (095) 956 2792
- Адрес страницы в сети «Интернет»: <http://www.micex.ru/>
- Лицензии на право осуществления деятельности профессионального участника рынка ценных бумаг в качестве организатора торговли и клирингового центра № 077-05870-000001 и № 077-05869-000010 соответственно, выданные ФКЦБ РФ 26 февраля 2002 года

2. ДОКУМЕНТЫ, ИМЕЮЩИЕСЯ В РАСПОРЯЖЕНИИ

В течение того времени, пока Облигации будут находиться в обращении, любое заинтересованное лицо по указанным в Инвестиционном Меморандуме адресам Эмитента, Организаторов, а также Платежного агента вправе получить копии Решения о выпуске, Проспекта Облигаций, Инвестиционный Меморандум. Текст оферты о предоставлении обеспечения в форме поручительства приложен к Проспекту Облигаций. Письменные запросы таких документов должны направляться в указанные офисы Эмитента, Организаторов или Платежного агента. С информацией о выпуске можно также ознакомиться на сайте Эмитента (www.lukoil.ru) или на сайтах Организаторов (www.capital-ig.ru, www.rencap.com).

3. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ

Эмитент	Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»
Ценные бумаги	Документарные процентные неконвертируемые облигации на предъявителя с обязательным централизованным хранением серии 02 номинальной стоимостью 1 000 (Одна тысяча) рублей каждая на сумму 6 000 000 000 (Шесть миллиардов) рублей с купонным доходом, выплачиваемым каждые 182 (Сто восемьдесят два) дня, со сроком погашения на 1 820 (Одна тысяча восемьсот двадцать) день с Даты начала размещения
Обеспечение	Поручительство ООО «Трейд-Финанс» на сумму 6 000 000 000 (Шесть миллиардов) рублей, а также совокупный купонный доход по 6 000 000 (Шести миллионам) Облигаций, а также по офертам Эмитента по выкупу Облигаций
Процентная ставка купонов	Величина процентной ставки по первому купону определяется по результатам конкурса по определению процентной ставки, проводимого в Дату начала размещения. Подробнее см. раздел «Размещение Облигаций» настоящего Меморандума Процентная ставка купонного дохода по остальным купонам равна процентной ставке купонного дохода по первому купону
Дата начала размещения	Дата начала размещения Облигаций определяется уполномоченным органом Эмитента и доводится до сведения потенциальных приобретателей Облигаций не позднее, чем за 5 дней до Даты начала размещения Облигаций путем публикации информации в лентах новостей «АКМ» и «Интерфакс», а также не позднее, чем за 4 дня до Даты начала размещения Облигаций путем публикации информации на сайте Эмитента
Цена размещения	Цена размещения составляет 100% от номинальной стоимости Облигаций
Вторичное обращение Облигаций	Вторичное обращение Облигаций осуществляется на территории Российской Федерации без каких-либо ограничений Облигации планируются к допуску для обращения на ММВБ

Порядок Размещения Облигаций	Размещение Облигаций будет проводиться в секции фондового рынка ММВБ в соответствии с ее регламентом и правилами, действующими на Дату начала размещения. См. также раздел «Размещение Облигаций» настоящего Меморандума
Оферта	Владельцы Облигаций имеют право требовать от ОАО «ЛУКОЙЛ» приобретения Облигаций в течение семи последних дней шестого купонного периода. Цена приобретения Облигаций по оферте определяется уполномоченным органом ОАО «ЛУКОЙЛ» не позднее, чем за семь дней до Даты размещения Облигаций
Подписка	Размещение происходит по открытой подписке. См. также раздел «Размещение Облигаций» настоящего Меморандума
Расчеты при Размещении	Расчеты по Облигациям при их размещении производятся на условиях «поставка против платежа» через торгово-расчетную систему ММВБ в соответствии с правилами ММВБ, действующими на Дату размещения
Организаторы	ООО «Инвестиционная компания «КапиталЪ»; ООО «Ренессанс Капитал – Финансовый Консультант»; ЗАО «Инвестиционная компания «Альпинэкспресс Австрия»
Депозитарный агент	НП «Национальный депозитарный центр»
Платежный агент	НП «Национальный депозитарный центр»
Использование доходов	Средства, привлеченные в ходе размещения Облигаций, будут использованы для финансирования инвестиционной деятельности Эмитента, см. раздел «Использование денежных средств, привлекаемых от размещения Облигаций» настоящего Меморандума
Регулирующее право	Облигации выпускаются в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации

4. ФАКТОРЫ РИСКА

Инвестиции в Облигации связаны с потенциальными рисками, которые необходимо учитывать при принятии решения о приобретении Облигаций. Каждый из изложенных ниже факторов может оказать неблагоприятное воздействие на производственную деятельность и финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ», что, соответственно, повлияет на способность Компании обслуживать ее обязательства по Облигациям. Некоторые потенциальные риски кратко изложены в этой главе, однако здесь могут быть перечислены не все потенциальные риски, в том числе из экономических, политических и иных рисков, которые присущи любым инвестициям в экономику и на территории Российской Федерации. Указанные ниже риски, а также дополнительные риски, которые в настоящий момент не известны, или которые сейчас кажутся незначительными, могут привести к уменьшению доходов, увеличению расходов, либо другим событиям, способным повлечь за собой снижение цены на Облигации, или к частичной или полной потере инвестиций в Облигации.

В случае возникновения одного или нескольких из ниже перечисленных рисков, ОАО «ЛУКОЙЛ» предпримет все возможные меры по нивелированию сложившихся негативных изменений. Определение в настоящее время конкретных действий и обязательств ОАО «ЛУКОЙЛ» при наступлении какого-либо из перечисленных событий не представляется возможным, так как разработка адекватных соответствующим событиям мер затруднена неопределенностью развития ситуации в будущем. Параметры проводимых мероприятий будут зависеть от особенностей создавшейся ситуации в каждом конкретном случае. ОАО «ЛУКОЙЛ» не может гарантировать, что действия, направленные на преодоление возникших негативных изменений, приведут к существенному изменению ситуации, поскольку абсолютное большинство приведенных рисков находится вне контроля Компании.

4.1 СТРАНОВЫЕ РИСКИ

Эмитент осуществляет свою деятельность на всей территории России, а также в ряде зарубежных стран: Украине, Казахстане, Азербайджане, Болгарии, Румынии, Египте, Колумбии, США, Ираке и Иране.

Основную деятельность по добыче и переработке нефти Эмитент осуществляет на территории России. Несмотря на то, что в последние четыре года в России происходили позитивные изменения во всех общественных сферах – уверенно росла экономика, достигнута политическая стабильность, проводились успешные экономические реформы, Россия тем не менее остается страной с неустойчивой политической, экономической и финансовой системой. Деятельность в России связана с целым рядом рисков.

Риски, связанные с деятельностью ОАО «ЛУКОЙЛ» в Российской Федерации**Политические риски**

Политическая система России находится в стадии становления и постоянного реформирования и поэтому еще недостаточно устойчива, что несет для Эмитента следующие риски:

- Возможность смены внешне- или внутривнутриполитического курса руководством страны может существенно сказаться на инвестиционной привлекательности страны в целом и Эмитента в частности;
- Вероятность негативного изменения законодательства, в том числе налогового, направленного на максимизацию бюджетных доходов, получаемых от сырьевых отраслей промышленности;
- Конфликты между федеральными и региональными властями и другие конфликты могут привести к нестабильным условиям деятельности, что будет препятствовать Эмитенту осуществлять долгосрочное планирование и может негативно сказаться на стоимости инвестиций в России.
- Риск пересмотра результатов приватизации.

Экономические риски

За последние 10 лет Россия столкнулась со множеством экономических проблем, таких как падение производства, гиперинфляция, девальвация, большой государственный долг, рост теневой экономики, финансовый кризис 1998 года и т.д. Несмотря на экономический рост последних 4 лет, Россия все еще не восстановила свою экономику до уровня 1991 года. По большинству показателей деятельность Эмитента в России связана с существенными экономическими рисками, вызванными как продолжительностью и глубиной экономического спада, так и особенностями современной российской экономики:

- Неразвитость и слабость российской финансовой системы может затруднить доступ Эмитента к инвестиционным ресурсам;
- Экономика России слабо диверсифицирована и существенно зависит от мировых цен на сырьевые товары. Значительное и продолжительное падение мировых цен на сырье может привести к падению прибыли сырьевых компаний, а в дальнейшем и экономическому спаду всей российской экономики;
- Устаревшая, несоответствующая современным требованиям инфраструктура российской экономики оказывает существенное негативное влияние на возможности Эмитента по развитию нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего бизнеса;
- Экономическая нестабильность в России может негативно сказаться на деятельности Эмитента;
- Изменения в глобальной экономической ситуации могут негативно сказаться на российской экономике и деятельности Эмитента.

В настоящее время риск неблагоприятных экономических изменений оценивается Эмитентом как незначительный. Для минимизации экономических рисков Эмитент старается диверсифицировать источники финансирования своей деятельности, привлекая ресурсы, как на российском, так и на международных финансовых рынках, расширяет географию и ассортимент производимой продукции.

Социальные риски

Социальная нестабильность может привести к росту поддержки идеи возобновления централизованной власти, к развитию национализма и насилия, и тем самым негативно повлиять на возможность Компании эффективно осуществлять свою деятельность.

Тот факт, что Правительство и многие частные предприятия не выплачивают своевременно и полностью заработную плату, и что заработная плата и льготы обычно не успевают за быстро растущей стоимостью жизни, в прошлом приводил к трудовым и социальным волнениям и может порождать такие последствия и в будущем. Такая трудовая и социальная нестабильность могут привести к определенным политическим, социальным и экономическим последствиям, например, к дополнительной поддержке идеи о возврате к централизованной власти, к росту националистических тенденций (с установлением ограничений на иностранные инвестиции в экономику России) и к дальнейшему росту насилия. Любое из таких событий может ограничить деятельность Компании и привести к потере доходов.

Преступность и коррупция могут помешать Компании осуществлять деятельность и могут оказать существенное негативное влияние на финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

Финансовые риски

Компания сталкивается с инфляционными и валютными рисками, а также с рисками изменения процентных ставок, которые оказывают влияние на результаты ее операций.

Инфляционные риски

Несмотря на постоянно снижающуюся в течение последних четырех лет инфляцию и благоприятные прогнозы снижения инфляции в будущем, Компания сталкивается с инфляционными рисками, которые могут оказать негативное влияние на результаты ее операций. Определенные виды расходов Компании, в том числе на выплату заработной платы, существенно зависят от общего уровня цен в России, в то время как большая часть ее доходов выражается в долларах или связана с мировыми ценами на нефть. Ускорение темпов инфляции, в случае если им не будут соответствовать темпы девальвация рубля по отношению к доллару, может оказать негативный эффект на финансовые результаты Компании.

Однако поскольку нет сколько-нибудь заметной зависимости между рентабельностью продаж Эмитента и индексом потребительских цен, данный риск можно считать незначительным (в случае изменения уровня инфляции в умеренных пределах).

Валютные риски

Колебания обменных курсов влияют на результаты деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ». Компания получает основные доходы от экспортных операций, от продажи нефти и нефтепродуктов, цена которых привязана к доллару США. Экспортная дебиторская задолженность ОАО «ЛУКОЙЛ» выражена в долларах США и других конвертируемых валютах, в то время как дебиторская задолженность на внутреннем рынке номинирована в рублях. Большая часть повседневных расходов ОАО «ЛУКОЙЛ» производится в рублях, в то время как часть капитальных затрат ОАО «ЛУКОЙЛ» номинирована в иностранной валюте. Большая часть займов ОАО «ЛУКОЙЛ» номинирована в отличной от рубля валюте, главным образом, в долларах США и Евро.

На финансовых результатах ОАО «ЛУКОЙЛ» могут позитивно или негативно сказываться колебания курса рубля по отношению к другим валютам, особенно к доллару США и Евро. Рост курса доллара и Евро по отношению к рублю, с одной стороны, положительно скажется на размере выручки Компании (в рублях), с другой стороны, у Компании могут возникнуть дополнительные расходы, связанные с отрицательными курсовыми разнициами по полученным ранее кредитам в иностранной валюте. Более того, номинальная девальвация рубля приводит к потерям в стоимости рублевых денежных активов, таких как рублевые вклады и дебиторская задолженность. Снижение номинальной стоимости рубля по отношению к доллару США также сокращает величину в долларовом выражении суммы сэкономленных при уплате налогов средств в результате налоговых льгот для инвестиций в капитал и амортизации имущества Компании, ее объектов и оборудования, поскольку их налоговая база выражается в рублях на момент осуществления инвестиций или приобретения. Возрастание налоговых обязательств приведет к увеличению общих расходов Компании.

Риск изменения процентных ставок

Эмитент является крупным заемщиком как на международном, так и на внутреннем рынках капитала. Заемные средства необходимы Компании для финансирования текущей деятельности и инвестиционных проектов.

Основным источником заимствований является международный рынок капиталов, поэтому Компания чувствительна к изменению учетных ставок, особенно ставки Федеральной Резервной Системы США. Поскольку американская экономика демонстрирует сигналы выхода из кризиса, есть высокий риск того, что Федеральная Резервная Система поднимет учетные ставки, что приведет к удорожанию кредитов для ОАО «ЛУКОЙЛ». Рост стоимости кредитов для Эмитента негативно скажется на показателях его платежеспособности и ликвидности.

С другой стороны, растущая кредитоспособность Эмитента, нашедшая свое отражение в росте кредитных рейтингов ОАО «ЛУКОЙЛ», а также рост кредитоспособности России, являются важными факторами снижения стоимости заимствований для Компании в будущем.

Правовые риски

Государственные органы в России обладают большой свободой и периодически реализуют права по своему усмотрению, не проводя слушаний, не направляя уведомлений, и иногда действуя таким образом, который противоречит закону. К незаконным или волюнтаристским действиям со стороны государства относятся внеплановые проверки со стороны регулирующих органов, отзеты или приостановка действия лицензий и разрешений, неожиданные налоговые проверки, возбуждения уголовных дел и гражданских исков. Более того, государство в ряде случаев также пытались (на основании специального решения или постановления) вмешиваться в процесс работы, осуществляемый на основании соглашений, или аннулировать такие соглашения. Федеральные и местные государственные органы также используют общие недостатки, связанные с вопросами документирования деятельности в качестве предлога для подачи исков в суд и выдвижения требований о признании недействительной такой деятельности и/или об аннулировании сделок, что часто делается для достижения политических задач. Незаконные или волюнтаристские

действия со стороны государства по отношению к Компании могут оказать существенное негативное влияние на бизнес Компании.

На основании положений российского законодательства об ответственности акционеров, на Компанию может быть возложена ответственность по обязательствам дочерних компаний. Такая ответственность, которая является субсидиарной в случае неплатежеспособности или банкротства дочерней компании или солидарной со своими дочерними компаниями в случае ответственности за сделки, может оказать существенное негативное воздействие на Компанию.

Положения российского законодательства о правах акционеров могут привести к дополнительным расходам для Компании и ухудшить финансовые результаты ее деятельности.

Если недостатки и неопределенности в приватизационном законодательстве успешно используются для опровержения правомочности собственности ОАО «ЛУКОЙЛ» в одной из приватизированных компаний, и Компании не удастся опротестовать это утверждение, Компания рискует потерять долю в такой дочерней компании или в ее активах, что может оказать существенное негативное воздействие на возможности по добыче нефти и на долю ОАО «ЛУКОЙЛ» на рынке, и на результаты деятельности Группы.

Некоторые сделки между ОАО «ЛУКОЙЛ» и заинтересованными сторонами или аффилированными компаниями требуют одобрения незаинтересованных директоров или акционеров. Если ОАО «ЛУКОЙЛ» не удастся получить их одобрение, то это нанесет ущерб деятельности Компании.

Расплывчатые российские правила о трансфертном ценообразовании и отсутствие надежной ценовой информации могут потенциально повлиять на финансовые результаты деятельности Компании. С учетом неясностей в толковании соответствующего законодательства налоговые органы могут опротестовать установленные ОАО «ЛУКОЙЛ» цены и потребовать внесения корректив. Если такие корректировки цен будут применены на практике, то это может оказать существенное негативное влияние на дальнейшие финансовые результаты Компании. Кроме того, Компания может понести существенные убытки в виде начисленных сумм ранее недоплаченных налогов и связанных с этим штрафных санкций, что также окажет негативное влияние на финансовое состояние и результаты деятельности.

Риски, связанные с изменениями валютного регулирования

Новый закон о валютном регулировании и валютном контроле вступил в силу в июне 2004 года и, как ожидается, должен упростить для российских компаний осуществление инвестиций за рубежом, заключение сделок в твердой валюте, конвертацию рублей в иностранную валюту и осуществление платежей в твердой валюте. Однако, поскольку полный пакет нормативных актов, касающихся реализации нового закона, пока не принят, практический эффект от нового закона пока не очевиден. Более того, новый закон содержит ряд отсылочных положений на нормативные акты, которые в настоящий момент еще не утверждены. В настоящее время ряд вопросов, подлежащих регулированию в новых нормативных актах, решается в соответствии со старой редакцией закона. В этой связи может возникнуть

неопределенность относительно толкования и применения норм нового закона в будущем.

Компания в настоящее время обязана репатриировать валютную выручку от экспортной реализации и конвертировать 25% таких поступлений в рубли. Размер процента от валютной выручки, который Компания обязана конвертировать в рубли, может увеличиваться или уменьшаться по решению российских государственных органов.

Режим валютного регулирования, установленный российским законодательством, правительством РФ и Центральным Банком предусматривает ограничения по осуществлению российскими компаниями инвестиций за пределами России, а также в большую часть инструментов, выраженных в свободно конвертируемой валюте, в России; при этом количество инструментов в рублях, в которые Компания может вложить излишки денежных средств, ограничено. Хранение денежных средств в рублях может привести к убыткам в случае девальвации рубля по отношению к доллару США. Более того, возможно неисполнение обязательств должниками по рублевым инвестициям Компании, что повлечет за собой существенные убытки для ОАО «ЛУКОЙЛ».

Риски, связанные с изменением налогового законодательства

1 января 2004 года вступили в силу изменения, внесенные в ряд законов. В соответствии с Федеральным законом от 7 июля 2003 года № 117-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие законодательные акты Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации», в главу «Акцизы» Налогового кодекса Российской Федерации были внесены изменения. Значительно повышены ставки акциза на нефтепродукты, что увеличило налоговую составляющую в стоимости нефтепродуктов, производимых дочерними обществами Компании.

Кроме того, Федеральный закон № 33-ФЗ от 7 мая 2004 года, вступивший в силу 1 августа 2004 года, устанавливает новый порядок определения максимальных пошлин на экспорт вырой нефти и приводит к значительно более высоким экспортным пошлинам в сравнении с действующим порядком при высоких ценах на нефть. Соответственно, если мировые цены на смесь Юралз останутся относительно высокой, Компания ожидает, что ОАО «ЛУКОЙЛ» будет платить значительные дополнительные налоги по указанному новому закону о пошлинах, что будет иметь негативное влияние на результаты деятельности Компании.

В соответствии с этим же законом снижены ставки НДС, однако законодателем не определены правила перехода на новую ставку НДС, например, по отгрузкам 2003 года. Разъяснения налоговых органов, призванные заполнить правовой вакуум по вопросам переходного периода, не основаны на праве и выходят за рамки их компетенции. Возможные риски связаны с применением такого способа расчета и уплаты налога, который впоследствии не найдет подтверждения в официальной позиции государственных органов и судебной практике.

Согласно этому же закону продлен до 31 декабря 2006 года срок действия порядка определения налоговой базы и налоговой ставки при добыче нефти и газового

конденсата, установленных статьей 5 Федерального закона от 8 августа 2001 года № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации», а также увеличена базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) при добыче нефти. Таким образом, увеличилась налоговая составляющая в стоимости нефти, что отрицательно скажется на чистой прибыли добывающих компаний.

В соответствии со статьей 3 Федерального закона от 8 декабря 2003 года № 163-ФЗ «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации» с 1 января 2004 года отменены льготы по налогу на прибыль, предоставленные до 1 июля 2001 года субъектами Российской Федерации или органами местного самоуправления согласно пункту 9 статьи 6 Закона «О налоге на прибыль», в отношении тех налогоплательщиков, которые реализуют инвестиционные проекты. Таким образом, устранена еще одна законная возможность минимизации налогообложения для организаций, осуществляющих инвестиционную деятельность.

Федеральным законом от 11 ноября 2003 года № 139-ФЗ часть вторая Налогового кодекса РФ дополнена главой 30 «Налог на имущество организаций», вступившей в силу с 1 января 2004 года. В соответствии с новой главой, максимальная ставка налога увеличилась с 2,0% до 2,2%, в то же время уменьшился перечень налогооблагаемого имущества, а многие налоговые льготы отменены. Данные изменения могут привести как к увеличению, так и уменьшению налоговых обязательств по налогу на имущество по сравнению с предыдущими периодами, в зависимости от структуры баланса компаний и состава льгот, применявшихся в 2003 году.

Исторически, положительное влияние на результаты деятельности Компании оказывало использование механизмов планирования налогов в России. Компания считает, что схемы налогового планирования, которые она использовала, не нарушали налоговое законодательство.

Хотя с 2002 года Компания отказалась от использования схем оптимизации налогов, но если различные способы, которые Компания в прошлом использовала для сокращения налогового бремени, будут успешно оспорены российскими налоговыми органами, Компания понесет значительные убытки, связанные с суммой налоговой недоимки и соответствующими процентами и штрафами, что окажет существенное влияние на финансовое состояние и результаты деятельности Компании. Кроме того, российские налоговые органы обладают широкими полномочиями применять санкции против компаний, в отношении которых проводится следствие по факту уклонения от уплаты налогов. Нет гарантии того, что никакие такие расследования, иски или санкции не будут применены в отношении Компании, что окажет негативное воздействие на бизнес Компании и результаты деятельности.

Риски, связанные с изменением правил таможенного контроля и пошлин

В связи с вступлением в силу с 01.01.2004 нового Таможенного кодекса России и изменением правил таможенного контроля возможно возникновение дополнительных рисков.

Поскольку стратегия таможенного контроля определяется уполномоченным в области таможенного дела федеральным органом исполнительной власти, возможен риск принятия неблагоприятных таможенных решений, осложняющих проведение таможенного оформления.

Расширены формы таможенного контроля, что может повлечь риск увеличения сроков его осуществления и принятие органами, проводящими таможенный контроль, неблагоприятных для Компании решений вплоть до наложения ареста на перемещаемые товары.

Согласно новому Таможенному кодексу ответственным за расчет и уплату таможенных пошлин является декларант либо таможенный брокер, тем не менее существует риск привлечения Компании к ответственности за неуплату/неполную уплату таможенных платежей, произошедшую по вине указанных лиц, в том числе осуществление взыскания таможенных платежей за счет имущества Компании.

Новый Федеральный закон «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» от 8 декабря 2003 года №164-ФЗ (вступил в силу 16 июня 2004 года) определяет возможность регулирования указанной деятельности посредством таможенно-тарифного регулирования, нетарифного регулирования, запретов и ограничений внешней торговли услугами и интеллектуальной собственностью, установления мер экономического и административного характера. Применение указанных методов может вызвать установление высоких импортных и экспортных таможенных сборов и пошлин, установление специальных, антидемпинговых и компенсационных пошлин, применение в исключительных случаях временных ограничений и запретов как экспорта, так и импорта товаров, установление количественных ограничений экспорта и/или импорта товаров, что повлечет осложнение ведения деятельности Компании.

Риски, связанные с законодательством о недропользовании

Стоит отметить появление документа, несколько расширяющего круг обязанностей недропользователя перед государством и, соответственно, повышающего степень контроля государственных органов за деятельностью недропользователя. Речь идет о Постановлении Госкомстата Российской Федерации от 1 декабря 2003 года №106 «Об утверждении форм федерального государственного статистического наблюдения для организации МПР России статистического наблюдения за выполнением условий пользования недрами при добыче углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых».

Указанный документ устанавливает сроки и адресатов предоставления информации недропользователями о ходе выполнения условий лицензии, а также состав необходимой для предоставления информации. За нарушение установленного порядка предоставления информации виновные должностные лица несут административную ответственность (следует отметить – несущественную); кроме того, органам статистики должен быть возмещен ущерб, возникший в случае несвоевременного предоставления информации.

Не исключается ситуации, при которых возможен конфликт интересов или несогласованность действий между субъектами исполнительной власти и органами местного самоуправления.

Так, в начале 2001 года комиссия Министерства природных ресурсов рекомендовала Администрации Ненецкого автономного округа (НАО) отозвать или приостановить действие выданных ОАО «Архангельскгеолдобыча» (АГД) лицензий на разработку по трем лицензионным территориям (четырем месторождениям) на основании того, что АГД не выполнила требования лицензионного соглашения, которые предусматривали, что добыча нефти на этих месторождениях должна была начаться в начале 2000 года. После проведения консультаций с Министерством природных ресурсов и местными органами власти НАО Компания подготовила дополнения к лицензионным соглашениям, в результате которых у Компании не будет неисполненных обязательств. В январе 2002 года Министерство природных ресурсов подписало дополнения. На сегодняшний день дополнения не подписаны органами власти НАО. Несмотря на то, что Компания считает, что она может продолжать свою деятельность в лицензионных регионах на основании дополнений, подписанных Министерством природных ресурсов, в отсутствие формального утверждения от органов власти НАО, Компания не может гарантировать того, что одна или более из лицензий Компании не будет отозвана или приостановлена. Любой такой отзыв или приостановление лицензий может оказать существенное негативное влияние на результаты деятельности Компании. Кроме того, некоторые программы разработки АГД и соглашения о разделе продукции еще не получили необходимых одобрений государственных органов. Неполучение таких одобрений может привести к тому, что такие лицензии будут потеряны, и объем имеющихся запасов Компании сократится.

Риски, связанные с деятельностью ОАО «ЛУКОЙЛ» в зарубежных странах

Риски, связанные с деятельностью ОАО «ЛУКОЙЛ» в иностранных государствах существенно отличаются в зависимости от страны, в которой оперирует Эмитент. Можно указать следующие основные группы рисков по странам.

Постсоветские государства: Украина, Казахстан, Узбекистан, Азербайджан, Молдавская Республика, Грузия, страны Прибалтики, Белоруссия.

Риски Эмитента в этих странах сопоставимы с рисками, связанными с деятельностью в России.

Риски, связанные с деятельностью в Болгарии и Румынии

Эти страны являются кандидатами на вступление в ЕС. Переходный процесс несет в себе существенные риски, связанные с изменением законодательства этих стран, а также изменением правил торговли между Россией и этими странами.

Риски, связанные с деятельностью в Египте, Саудовской Аравии, Колумбии, Иране и Ираке

Деятельность в этих странах и возможности развития бизнеса имеют следующие риски:

- Возможность политической нестабильности, а также пересмотра руководством этих стран контрактных обязательств;
- Возможность приостановки или прекращения деятельности Эмитента в этих странах из-за введения международных санкций;
- Наличие террористической угрозы, как по отношению к объектам Эмитента, так и сотрудникам Компании.

Нарушение существующих международных санкций или санкций ООН может привести к применению к Компании санкций, которые окажут на нее негативное

воздействие. На компании, осуществляющие определенные сделки с отдельными странами или компаниями из этих стран, были наложены международные санкции и санкции ООН. Если Эмитент нарушит существующие международные санкции или санкции ООН, то санкции могут включать запреты или ограничения на приобретение товаров и услуг на международном рынке или на доступ к рынкам капитала в США и к международным товарным рынкам, что может не позволить Компании реализовать прибыль или может повлечь неблагоприятные финансовые потери.

4.2 ОТРАСЛЕВЫЕ РИСКИ

ОАО «ЛУКОЙЛ» активно работает на внутреннем и международном рынках как продавец сырой нефти, нефтепродуктов и природного газа.

Риски изменения цен на энергоносители

Деятельность Эмитента существенно зависит от мировых цен на энергоносители.

Мировые цены на нефть, нефтепродукты и газ исторически подвержены значительным колебаниям, которые зависят от множества факторов:

- Состояния мировой экономики, а также экономики и политической обстановки в нефтедобывающих регионах;
- Мирового спроса и предложения, а также оценки будущего спроса и предложения на нефть и газ (в меньшей степени);
- Возможностей ОПЕК и других стран экспортеров нефти контролировать уровень мировых цен;
- Стоимости и доступности альтернативных источников энергии;
- Погодных условий в странах основных потребителей нефти и газа.

ОАО «ЛУКОЙЛ» не может влиять на факторы, определяющие цены на нефть и газ. Несмотря на то, что в последние несколько лет цены на энергоносители находятся на высоком уровне, есть риски того, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе может произойти снижение цен. В случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры ОАО «ЛУКОЙЛ» будет вынужден снижать текущие издержки, пересмотреть свои инвестиционные проекты, ускорить продажу непрофильных активов, а также части месторождений с небольшими запасами.

Исторически цены на сырую нефть в России устанавливались правительством на уровне, который был значительно ниже мировых рыночных цен. Хотя в начале 1995 года российское правительство прекратило непосредственно контролировать цены на сырую нефть на внутреннем рынке, сырая нефть на российском рынке стоит дешевле, чем на мировом рынке. Это объясняется, в первую очередь, существующими в России значительными запасами нефти в регионах, образующимися в результате государственного контроля за каналами экспорта, ростом уровня поставок на внутреннем рынке и относительно низким спросом внутри страны. Незначительная часть нефти Компания продает на российском рынке.

Риски транспортировки нефти через систему трубопроводов ОАО «Акционерная компания «Транснефть»

Российские органы государственной власти регулируют доступ к системе трубопроводов АК «Транснефть». Транспортные мощности трубопровода, включая экспортные транспортные мощности, распределяются ежеквартально между нефтедобывающими компаниями, как правило, пропорционально объему добытой нефти, доставленной в трубопроводную систему АК «Транснефть» за предыдущий

квартал. Как правило, российской нефтедобывающей компании выделяется квота на экспорт в размере, равном приблизительно 30% от добываемой и поставляемой сырой нефти. Ограниченный доступ к экспортным трубопроводам устанавливает предел возможности добывающих компаний по экспорту сырой нефти, а ограниченные возможности транспортировки морским и железнодорожным транспортом создают дополнительные препятствия для экспорта сырой нефти. Указанные сдерживающие факторы оказывали и, возможно, будут оказывать существенное влияние на финансовые поступления и результаты деятельности Компании, поскольку экспортные цены, как правило, выше цен на внутреннем рынке.

Использование системы трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» несет в себе следующие риски:

- Поскольку пропускная способность трубопроводов ограничена, Эмитент в случае необходимости не сможет увеличить экспортные поставки;
- Тарифы и доступ к системе трубопроводов ОАО «АК «Транснефть» контролируется государством. Любые неурегулированные взаимоотношения с государством могут привести к отключению Компании от системы трубопроводов;
- Увеличение тарифов за пользование трубопроводами ОАО «АК «Транснефть» может негативно сказаться на результатах финансовой деятельности Эмитента;
- В системе трубопроводов происходит смешение сортов нефти поступающей от всех компаний, имеющих доступ к трубопроводам ОАО «АК «Транснефть», в результате качество поставляемой ОАО «ЛУКОЙЛ» нефти снижается по сравнению с нефтью, добываемой непосредственно Эмитентом, что неблагоприятно сказывается на цене нефти ОАО «ЛУКОЙЛ», поставляемой на экспорт.

Риски, связанные с операциями в газовом секторе

Доказанные запасы природного газа ОАО «ЛУКОЙЛ» в нефтяном эквиваленте составляет около 20% его нефтяных запасов, однако предоставление этого газа потребителям возможно только через систему магистральных газопроводов ОАО «Газпром». Независимые российские производители газа в настоящее время получают доступ к системе транспортировки газа только при наличии свободных мощностей и с учетом некоторых других критериев, которые связаны с осуществлением внутренних поставок. Российское правительство, однако, обсуждает планы предоставления независимым российским производителям газа больший доступ к системе транспортировки газа, включая с целью экспорта газа через эту систему, и планы по постепенной либерализации внутренних цен на газ. В октябре 2003 года Компания подписала с ОАО «Газпром» договор на поставку газа, в соответствии с которым ОАО «ЛУКОЙЛ» будет продавать ОАО «Газпром» до 0,75 млрд. куб. метров природного газа в 2005 году, и до 8,0 млрд. куб. метров газа в 2006 году. Успех стратегии Компании, связанной с развитием деятельности в области газа, зависит от реализации этих планов. Соответственно, если российское правительство не предоставит независимым производителям газа больший доступ к российской системе транспортировки газа, включая с целью экспорта газа, и не создаст конкурентный рынок газа, это может оказать существенное негативное воздействие на деятельность Компании, ограничив эффективное использование и стоимость газодобывающих активов Компании, и помешать реализации стратегии Компании, направленной на увеличение доли природного газа в структуре общего объема добычи Компанией.

Риски реализации нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке

8% нефти и нефтепродуктов Эмитент реализует на внутреннем рынке, что влечет следующие существенные риски:

- Исторически низкие внутренние цены на нефть и нефтепродукты негативно отражаются на результатах хозяйственной деятельности Эмитента;
- Государственные органы могут потребовать осуществление значительных поставок нефти и нефтепродуктов для нужд Министерства обороны, агропромышленного комплекса и т.д. по ценам ниже цен на внутреннем рынке. Такие контракты могут содержать невыгодные для Компании условия платежа, или расчеты могут быть произведены с задержкой платежа, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на Компанию.

Прочие отраслевые риски

Ниже кратко изложены прочие отраслевые риски Эмитента:

- Эмитент постоянно конкурирует с другими российскими и международными нефтяными компаниями за право получения лицензии на то или иное месторождение, доступа к экспортным терминалам и т.д. Риск неполучения Эмитентом той или иной лицензии в условиях высокой конкуренции может привести к серьезным финансовым потерям;
- Деятельность по добыче нефти и газа потенциально экологически опасна. Ликвидация разливов нефти и других производственных катастроф может существенно негативно сказаться на финансовых показателях Эмитента;
- Появление новых технологий переработки нефти может потребовать крупных капиталовложений на переоборудование производств или строительство новых.

4.3 РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ ЭМИТЕНТА

Если Компании не удастся обнаружить и разработать дополнительные резервы, уровень запасов и объемы добычи существенно снизятся по сравнению с текущими показателями, что окажет негативное влияние на результаты операций и финансовое положение Компании.

При проведении Компанией разведочного бурения существует ряд рисков, включая риск необнаружения коммерчески продуктивных запасов нефти и природного газа, отказов оборудования и его несвоевременной доставки, неблагоприятных погодных условий и др.

Лицензии, которыми владеет Компания и ее дочерние общества, могут быть приостановлены, изменены или отозваны до истечения срока их действия в связи с невыполнением условий этих лицензий, неосуществлением своевременных платежей и по другим причинам.

Если Компании не удастся успешно интегрировать приобретаемые предприятия, это может замедлить темпы роста и нанести ущерб операциям и финансовому положению Компании. Интеграция данных предприятий, а также компаний, которые ОАО «ЛУКОЙЛ» может приобрести в будущем, требует значительных временных затрат и усилий со стороны высшего руководства Компании, которое также отвечает за управление существующей деятельностью. Процесс интеграции новых компаний может быть нелегким, поскольку политика Компании может отличаться от политики предприятий, которые она приобретает, могут потребоваться непопулярные меры по

снижению издержек производства, и осуществление контроля за движением денежных средств и расходами может оказаться непростым.

ОАО «ЛУКОЙЛ» заключает сделки со связанными сторонами, которым могут сопутствовать конфликты интересов, в результате чего сделки могут заключаться на менее выгодных условиях, чем рыночные.

Компания не застрахована от потенциальных убытков; стихийные бедствия и крупные аварии на производстве могут нанести серьезный ущерб деятельности Компании. Страховая отрасль в России и в некоторых других регионах, где Компания ведет операции, находится в стадии развития, и страхование некоторых рисков пока недоступно. Тем не менее ОАО «ЛУКОЙЛ» предпринимает значительные усилия по обеспечению максимального страхового покрытия своих операций, активно работая с крупнейшими страховыми перестраховочными брокерами, разрабатывая приемлемые решения для покрытия специфичных для Компании рисков.

Компания вовлечена в ряд судебных процессов, которые связаны с осуществлением ее деятельности. Несмотря на то, что данные процессы могут повлечь значительные убытки Компании, в настоящее время нет оснований считать, что их конечный результат может существенно отразиться на результатах деятельности Компании

Деятельность Компании зависит от наличия квалифицированного персонала, утрата которого может негативно сказаться на деятельности Компании. ОАО «ЛУКОЙЛ» не может гарантировать, что сможет удержать всех квалифицированных сотрудников, работающих в Компании в настоящий момент, а потеря любого из сотрудников может оказать существенное негативное влияние на деятельность Компании.

В осуществлении Компанией коммерческих операций может произойти сбой, если существующие и новые системы управленческой информации не будут надлежащим образом функционировать, что, в свою очередь, может негативно повлиять на объем продаж Компании и ее прибыльность.

4.4 РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ОБЛИГАЦИЯМИ

Финансовая паника на развивающихся рынках может вызвать падение цены Облигаций, даже если российская экономика будет оставаться относительно стабильной. Финансовая паника в России и на других развивающихся рынках в 1997 и 1998 годах негативно повлияла на рыночную стоимость ценных бумаг компаний, которые работали на этих рынках.

Долговременное снижение мировых цен на энергоносители может также повлиять на курс Облигаций при сохранении относительной стабильности российской экономики.

Облигации являются ценными бумагами нового выпуска, не имеющими истории обращения на вторичном рынке. Нет никакой гарантии, что вторичный рынок будет существовать или не прекратит своего существования, или будет достаточно активен для обеспечения высокого уровня ликвидности Облигаций. Отсутствие или недостаточная ликвидность сделает невозможной или затруднительной продажу Облигаций до их погашения Эмитентом, а также может значительно увеличить риск сильных колебаний рынка Облигаций.

4.5 Точность финансовой и статистической информации

Официальные данные, публикуемые Российским федеральным правительством, региональными и местными органами власти, могут содержать ошибки и неточности. Поэтому любые рассуждения в этом документе по вопросам, связанным с Российской Федерацией, подвержены неопределенности вследствие неуверенности в полноте и надежности доступной официальной и публичной информации.

5. КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ ОАО «ЛУКОЙЛ»

Кредитный рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» в сравнении с суверенным рейтингом представлены в ниже приведенной таблице.

Таблица 2.: Долгосрочный кредитный рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» в сравнении с суверенным рейтингом

	Standard & Poor's		Moody's	
	Рейтинг	Дата выставления	Рейтинг	Дата выставления
Россия	BB+/Стабильный	12.07.2004	Вaa3/Позитивный	06.10.2004
ОАО «ЛУКОЙЛ»	BB/Стабильный ¹	14.10.2003	Вa3/Позитивный ²	29.09.2004

Источник: Bloomberg

Примечание:

¹ На одну ступень ниже суверенного рейтинга

² На три ступени ниже суверенного рейтинга

На оценку кредитоспособности Компании благоприятно влияют прежде всего экспортные возможности Группы, высокая прибыльность, наличие программы модернизации ключевых активов, хороший уровень интеграции в нефтепереработку внутри России и за ее пределами, а также достаточно высокая финансовая прозрачность: с марта 2001 года Компания публикует ежеквартальную отчетность в формате ОПБУ США. Приобретение ConocoPhillips (А-/Негативный; А3/Позитивный) у российского правительства 7,59% акций ОАО «ЛУКОЙЛ» окажет позитивное влияние на кредитоспособность Компании в долгосрочной перспективе.

История рейтинга, выставленного Standard & Poor's

Рейтинг эмитента в иностранной валюте

ОАО «ЛУКОЙЛ» получило первый рейтинг эмитента в иностранной валюте в июле 1997 года на уровне BB-. Вплоть до августа 1998 года рейтинг был два раза скорректирован в сторону повышения. 17 августа 1998 года S&P снизило рейтинг до уровня CC, затем происходило постепенное увеличение рейтинга. В общей сложности с 1997 года рейтинг изменялся девять раз.

Рейтинг эмитента в национальной валюте

Рейтинг эмитента в национальной валюте был впервые выставлен Standard & Poor's в декабре 2000 года на уровне CCC. С тех пор рейтинг пересматривали четыре раза.

Таблица 3.: История рейтинга ОАО «ЛУКОЙЛ», выставленного S&P

Рейтинг заимствований Эмитента в иностранной валюте		Рейтинг заимствований Эмитента в национальной валюте	
Рейтинг/прогноз	Дата выставления	Рейтинг/прогноз	Дата выставления
BB/ Стабильный	14.10.2003	BB/ Стабильный	14.10.2003
BB-/ Стабильный	06.12.2002	BB-/ Стабильный	06.12.2002
B+/ Позитивный	28.10.2002	B+/ Позитивный	28.10.2002
B+/ Стабильный	19.12.2001	B+/ Стабильный	19.12.2001
B/ Позитивный	04.10.2001	B/ Позитивный	04.10.2001
B/ Стабильный	13.09.2001	B/ Стабильный	13.09.2001
CCC/ Позитивный	28.06.2001	CCC/ Позитивный	28.06.2001
CCC/ Стабильный	28.07.2000	CCC	08.12.2000

ССС-/ Негативный	04.11.1998
СС/ Негативный	17.08.1998
В-/ Негативный	13.08.1998
В+/ Стабильный	09.06.1998
ВВ-/ Негативный	27.05.1998
ВВ-/ Негативный	07.07.1997

Источник: Standard & Poor's

История рейтинга, выставленного Moody's

В октябре 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» получило свой первый рейтинг международного рейтингового агентства Moody's Investors Services: долгосрочный кредитный рейтинг Ba2 и рейтинг необеспеченных публичных размещений в иностранной валюте Ba3. Прогноз рейтинга – «Стабильный». 29 сентября 2004 года агентство подтвердило рейтинги компании, но повысило прогноз до «Позитивного».

6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ, ПРИВЛЕКАЕМЫХ ОТ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ

Средства от размещения Облигаций будут использованы ОАО «ЛУКОЙЛ» для осуществления проектов по разработке нефтяных месторождений, технического перевооружения производства, пополнения оборотных средств, а также финансирования собственных инвестиционных программ и капитальных вложений.

7. ЭМИТЕНТ – ОАО «ЛУКОЙЛ»

7.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ

ОАО «ЛУКОЙЛ» – ведущая вертикально-интегрированная нефтяная компания России. Основные виды деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» включают операции по разведке и добыче нефти и газа, производство и реализацию нефтепродуктов.

ОАО «ЛУКОЙЛ» является крупнейшей частной нефтяной компанией мира по размеру доказанных запасов сырой нефти и второй крупнейшей частной нефтяной компанией в мире по размеру доказанных запасов углеводородов. По данным на конец 2003 года доля Компании в общемировых запасах нефти составляла около 1,5%, в общемировой добыче нефти – 2,0%.

Компания играет ключевую роль в энергетическом секторе России. ОАО «ЛУКОЙЛ» – крупнейший производитель нефти в Российской Федерации: в 2003 году Компания добыла 81,5 млн. тонн нефти, в том числе на территории России 78,6 млн. тонн. Компания занимает первое место по объему доказанных запасов среди российских компаний. В 2003 году на ее долю приходилось 20% общероссийских запасов нефти, около 19% добычи и переработки нефти в России.

В секторе добычи Компания располагает обширным портфелем активов. Западная Сибирь и Урал являются основными регионами по запасам и добыче нефти. Помимо этого, ОАО «ЛУКОЙЛ» является единственной российской нефтяной компанией, имеющей значительные запасы углеводородов в двух новых нефтегазоносных провинциях – Тимано-Печорском регионе и Северном Каспии. Ускоренный ввод месторождений в этих регионах в ближайшие годы обеспечит базу для успешного и долгосрочного роста ОАО «ЛУКОЙЛ».

Производимые Компанией геологоразведочные работы на территории РФ сосредоточены преимущественно в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, северной части Каспийского моря и в районе Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий автономный округ). В результате разведки в 2003 году было открыто 13 нефтяных месторождений, одно газоконденсатное, одно нефтегазовое и 14 залежей нефти на ранее открытых месторождениях, что в совокупности увеличило доказанные и вероятные запасы углеводородов ОАО «ЛУКОЙЛ» на 169,7 млн. тонн условного топлива. Доказанные запасы по состоянию на 1 января 2004 года составляли 15 506 млн. барр. нефти (вероятные – 22 672 млн. барр.), 22 168 млрд. куб. футов газа (вероятные – 36 621 млрд. куб. футов).

За последние десять лет Компания сформировала портфель зарубежных активов, который отвечает основным требованиям стратегии развития ОАО «ЛУКОЙЛ». Крупные геологоразведочные проекты расположены в Азербайджане (Д-222), Колумбии (Кондор), Иране (Анаран), Ираке (Западная Курна), Саудовской Аравии (Блок А) и Египте (Северо-Восточный Гейсум и Западный Гейсум). Проекты в стадии разработки и промышленной добычи сосредоточены, в основном, в Казахстане

(Карачаганак, Кумколь, Тенгиз), Египте (ВИИМ, Мелейя), и Азербайджане (Шах-Дениз).

Компания владеет значительными нефтеперерабатывающими мощностями в России и за рубежом. В России Компании принадлежат четыре крупных НПЗ – в Перми, Волгограде, Ухте и Нижнем Новгороде. Совокупный объем мощностей по переработке на НПЗ, расположенных в России, составляет примерно 58,8 млн. тонн в год. Зарубежные НПЗ Компании располагаются на Украине, в Болгарии и Румынии, их совокупный объем мощностей по переработке составляет около 17,8 млн. тонн в год. В 2003 году Компанией было произведено 34,3 млн. тонн нефтепродуктов на российских и 8,0 млн. тонн на зарубежных заводах.

В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» сделало серьезный шаг вперед в развитии газового сектора и коммерциализации своих запасов природного газа. ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» подписали договор на поставку газа, в соответствии с которым ОАО «Газпром» будет покупать газ Компании.

По данным на конец 2003 года сбытовая сеть Компании охватывала 60 регионов Российской Федерации, СНГ, страны Балтии, Европы и США. Она насчитывала 201 нефтебазу и 4 599 АЗС, в том числе 166 нефтебаз и 1 732 АЗС (включая франчайзинг) на территории России. В 2003 году через розничную сеть АЗС было реализовано 6,65 млн. тонн нефтепродуктов, в том числе в России – 2,77 млн. тонн, в Европе и СНГ – 1,24 млн. тонн, в США – 2,44 млн. тонн. В 2004 году ОАО «ЛУКОЙЛ» дополнительно приобрело в США сеть из 308 заправочных станций у нефтяной компании ConocoPhillips.

ОАО «ЛУКОЙЛ» является первой российской компанией, акции которой получили полный листинг на Лондонской фондовой бирже и занимают первое место по ликвидности среди акций компаний стран Центральной и Восточной Европы, торгуемых на Лондонской фондовой бирже (LSE), а также первое место по ликвидности среди акций компаний нефтегазового сектора и второе – по ликвидности среди акций всех эмитентов в РТС.

ОАО «ЛУКОЙЛ» является единственной частной российской нефтяной компанией, в акционерном капитале которой доминируют миноритарные акционеры и лидером среди российских компаний по информационной открытости и прозрачности.

7.2 ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ И РАЗВИТИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»

В 1991 году Постановлением Совета Министров СССР №18 от 25 ноября 1991 года был создан государственный нефтяной концерн «ЛангепасУрай-Когалымнефть», объединяющий на добровольной основе три нефтедобывающих предприятия «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз» (их первые буквы составили основу названия будущей нефтяной компании), перерабатывающие предприятия «Пермнефтеоргсинтез», Волгоградский и Новоуфимский НПЗ.

Позднее в соответствии с Указом Президента РФ №1403 от 17 ноября 1992 года «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения» постановлением Правительства РФ №229 от 5 апреля

1993 года на базе концерна было учреждено акционерное общество открытого типа «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», в уставный капитал которого были внесены контрольные пакеты акций добывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятий. Был утвержден Сводный план приватизации и зарегистрирована первая эмиссия акций ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 1994 году завершились первые приватизационные торги по акциям ОАО «ЛУКОЙЛ», и началась организованная торговля акциями Компании на вторичном рынке.

В 1995 году в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации в уставный капитал Компании передаются контрольные пакеты акций девяти нефтедобывающих, сбытовых и сервисных предприятий в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье. Начинается устойчивый рост добычи и переработки нефти в традиционных регионах деятельности Компании. Крупным акционером и стратегическим партнером ОАО «ЛУКОЙЛ» стала американская компания Atlantic Richfield Company (ARCO).

В 1996 году Компания стала участником разработки ряда перспективных нефтегазовых месторождений в Казахстане и Азербайджане. Началась реализация крупномасштабной программы по строительству собственного танкерного флота. ОАО «ЛУКОЙЛ» стало одной из первых российских компаний, акции которой начали обращаться на зарубежных фондовых рынках в форме американских депозитарных расписок (АДР).

В 1997 году завершилась полная консолидация акций основных дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ», осуществленная путем обмена акций дочерних обществ на акции Компании. Были успешно размещены на зарубежных рынках конвертируемые облигации на сумму 580 млн. долл.

В 1998 году Компанией были приобретены НПЗ «Петротел» (Румыния), ОАО «Ставропольполимер» (Россия).

В 1999 году Компания приобрела ОАО «КомитЭК» (Россия), Одесский НПЗ (Украина), Саратовский НХК (Россия), «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас» (Болгария).

В 2000 году было открыто новое нефтяное месторождение на участке «Северный» на Северном Каспии. Компания приобрела американскую компанию Getty Petroleum Marketing Inc., владеющую около 1 300 АЗС в тринадцати штатах на северо-востоке США. С участием Компании завершилось строительство линейной части трубопровода Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

В 2001 году продолжилось успешное освоение Северного лицензионного участка акватории Каспия, где было открыто газоконденсатное месторождение. Компания приобрела контрольный пакет акций ОАО «Ямалнефтегаздобыча», которому принадлежали четыре лицензии на право пользования недрами в пределах Большехетской впадины. Было также приобретено ОАО «НОРСИ-ОЙЛ», в состав которого входило одно из крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий России ОАО «НОРСИ». Компания приобрела ОАО «Архангельскгеолдобыча» (более 20

лицензий на право освоения нефтяных и газовых месторождений на территории Архангельской области и Ненецкого автономного округа).

В 2002 году ОАО «ЛУКОЙЛ» получило листинг своих обыкновенных акций и американских депозитарных расписок 1-го уровня (АДР). ОАО «ЛУКОЙЛ» стало первой российской компанией, получившей полный вторичный листинг на Лондонской фондовой бирже путем включения своих ценных бумаг в Официальный список Управления Великобритании по листингу.

В ноябре 2002 года Компания разместила конвертируемые облигации на сумму 350 млн. долл. Облигации могут быть конвертированы в глобальные депозитарные расписки, выпускаемые на акции ОАО «ЛУКОЙЛ».

В декабре 2002 года на Лондонской фондовой бирже был размещен принадлежавший государству пакет обыкновенных акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в размере 5,9% от уставного капитала.

В октябре 2003 года Компания подписала договор о поставке газа с ОАО «Газпром», согласно которому объем реализации газа достигнет 0,75 млрд. куб. метров в 2005 году и до 8 млрд. куб. метров в 2006 году.

Осенью 2003 года Компания приобрела 100% в уставном капитале компании «МВ Пропертиз» (MV Properties) - румынской маркетинговой и сбытовой компании и 79,5% акций сербской маркетинговой и сбытовой компании «Беопетрол» (Beopetrol).

В октябре 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» получило синдицированный кредит в размере 765 млн. долл. Главными организаторами кредитования выступили ABN AMRO и Citigroup. Этот кредит International Finance Review (IFR) признало «Лучшей сделкой 2003 года на развивающихся рынках». По мнению IFR, ОАО «ЛУКОЙЛ» сумело в полной мере использовать улучшающуюся конъюнктуру рынка и задать новый ориентир с точки зрения объема сделки, срока погашения и ценовых условий, а также инновационной структуры сделки. Кроме того, сделка была признана «Лучшим заимствованием 2003 года» журналом Euromoney, «Лучшим заимствованием в 2003 году среди российских компаний» журналом Euroweek и «Сделкой года» журналом Trade Finance.

Согласно данным, аудированным компанией Miller and Lents (США), по состоянию на 1 января 2004 года консолидированные запасы ОАО «ЛУКОЙЛ» достигли 29,7 млрд. барр. н.э., что закрепляет Компанию на втором месте в мире по объему запасов среди публичных нефтяных компаний.

В июне 2004 года Компания заключила договор с нефтяной компанией ENI о покупке 50% доли в LUKAgip, владеющей 10%-ой долей в консорциуме Шах-Дениз (Азербайджан) и 24% долей в консорциуме, разрабатывающем месторождения Мелейя (Египет).

В июне 2004 года была введена в эксплуатацию первая очередь распределительно-перевалочного терминала на о. Высоцкий. Первоначальная мощность этого комплекса составляет 4,7 млн. тонн нефти и нефтепродуктов в год. Через терминал Компания будет экспортировать светлые нефтепродукты в Западную Европу и США. На полную

мощность – около 12 млн. тонн, комплекс выйдет в 2005 году. Финансирование части этого проекта на сумму 225 млн. долл. было предоставлено инвестиционным фондом НВК и организовано банком CSFB. Гарантия ОПИС, покрывающая политические и коммерческие риски, обеспечила рекордно длинное финансирование сроком на 12 лет.

В сентябре 2004 года состоялась продажа государственного пакета в размере 7,59% от уставного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ» за 1,988 млрд. долл., что явилось крупнейшей приватизационной сделкой в России. Победителем аукциона стало одно из аффилированных лиц компании ConocoPhillips. ОАО «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips объявили о создании широкомасштабного стратегического альянса, в рамках которого ConocoPhillips станет стратегическим инвестором ОАО «ЛУКОЙЛ».

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips объявили о планах создания совместного предприятия с целью разработки углеводородов в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также намерены совместно добывать права на разработку гигантского нефтяного месторождения Западная Курна в Ираке.

Дополнительная информация относительно приобретений и продаж активов Компании в 2003 и 2004 годах приведена в разделе «7.4 Стратегия развития и планы ОАО «ЛУКОЙЛ».

7.3 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Формирование современной структуры отрасли

В формировании российской нефтяной отрасли можно выделить три этапа:

- *Приватизация* основных активов отрасли, в результате которой государственные активы перешли в частную собственность. Первым шагом реформы стал Указ Президента РФ №1403 от 17 ноября 1992 года «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения» («Указ №1403»), который создал рамочные условия для приватизации российских нефтяных компаний и стал основой для передачи прав собственности на государственные разведывательные, добывающие, перерабатывающие и сбытовые предприятия нескольким крупнейшим нефтяным компаниям.
- Вторым этапом стала *консолидация* отрасли, когда сформировались крупнейшие нефтяные компании (ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЮКОС», ОАО «Сибнефть», ОАО «ТНК», ОАО «СИДАНКО» и ОАО «Татнефть») и были приватизированы значимые добывающие и перерабатывающие активы. Начиная с 1998 года доля этих компаний в совокупной добыче составляла более 90%. Процесс вертикальной интеграции приватизированных компаний был ускорен президентским указом от 1 апреля 1995 года, который разрешил включение подразделений в состав вертикально интегрированных компаний путем обмена акциями.
- В настоящий момент отрасль находится на третьем этапе развития, который может быть охарактеризован как *рационализация*. На этом этапе основную роль в отрасли играют публично торгуемые компании, и увеличение капитализации является их основной целью. С начала 2000 года эти компании работали над увеличением прозрачности, повышением качества корпоративного управления и улучшением рентабельности. В целях повышения капитализации компании

проводят анализ активов и продают малорентабельные или географически несоответствующие своим портфелям активы.

Итоги работы отрасли за последние пять лет

Добыча нефти в РФ снижалась с конца 1980 года. Падение добычи было связано с рядом факторов, в том числе с не эффективным использованием месторождений во времена Советского Союза, недостаточным финансированием капитальных вложений, недостаточной транспортной мощностью трубопроводов и падением спроса на внутреннем рынке.

Итоги работы топливно-энергетического комплекса России за последние 5 лет (1999-2003 годы) свидетельствуют о его ритмичном и устойчивом развитии – стабильно наращиваются уровни добычи и производства топливно-энергетических ресурсов. В настоящий момент компании российской нефтяной отрасли применяют современные методы добычи, активно инвестируют в модернизацию производства и освоение новых технологий.

Россия стала крупнейшим в мире производителем нефти, опередив по этому показателю Саудовскую Аравию (в I-III кв. 2004 года суточная добыча нефти в России составила 9,0 млн. барр./день, в Саудовской Аравии – 8,0 млн. барр./день). Добыча нефти и газового конденсата в 2003 году увеличилась по сравнению с 1999 годом на 38% и составила 421 млн. тонн. На мировом рынке нефти в эти годы сложилась благоприятная для России ценовая конъюнктура.

Объемы добычи нефти в 2003 году представлены в таблице ниже:

Таблица 4.: Объемы добычи нефти в 2003 году

	Кол-во нефтедобывающих компаний	Добыча нефти в 2003 г., млн. тонн	в % к 2002 г.
Всего в Российской Федерации	161	407,8	111,1
Крупнейшими компаниями	11	383,0	110,8

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Основными сегментами отрасли являются разведка, добыча, переработка и сбыт (на внутреннем рынке и на экспорт). В структуре сектора можно выделить несколько крупнейших компаний (ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сибнефть», ОАО «СИДАНКО», ОАО «ЮКОС», ОАО «Сургутнефтегаз»), которые доминируют на российском рынке, иностранные компании (ExxonMobil, ChevronTexaco, Total и т.д.) и несколько десятков небольших компаний с российским или иностранным капиталом (в основном, в сегменте добычи).

По данным 2003 года нефтедобывающая и перерабатывающая промышленность обеспечила около 32% ВВП России. Это ведущий сектор экономики и основной источник поступления экспортной выручки.

За последние пять лет в эксплуатационном бурении в целом по нефтяной отрасли наблюдалась положительная тенденция. В 2003 году нефтяными компаниями было пробурено 7,93 млн. метров эксплуатационных скважин, что на 2,7% больше показателя 2002 года (и на 63% выше показателя 1999 года). В 2003 году было введено в эксплуатацию 3 257 новых нефтяных скважин (на 5% меньше, чем в 2002 году, но на 49,5% больше, чем в 1999 году).

Объемы разведочного бурения снижались начиная с 2002 года. Показатели 2002 года были на 40% ниже объемов 2001 года. В 2003 году объем разведочного бурения также снизился по сравнению с 2002 годом на 10,7% и составил 643 тыс. метров.

В нефтеперерабатывающей промышленности за рассматриваемые пять лет наблюдалась положительная динамика объемов первичной переработки и выпуска основных видов продукции. В 2003 году было переработано 190 млн. тонн добытых в Российской Федерации нефти и газового конденсата (45% от общего объема добычи), что на 12,4% выше показателя 1999 года и на 2,7% выше показателя 2002 года. Предприятия отрасли обеспечили удовлетворение внутреннего спроса на нефтепродукты, а также экспортные поставки.

Производство нефтепродуктов с использованием углубляющих технологий увеличилось в 2003 году на 13% по сравнению с предыдущим годом. Общеотраслевой рост загрузки установок по углублению переработки нефти и повышению качества нефтепродуктов способствовал тому, что глубина переработки нефтяного сырья возросла с 67% в 1999 году до 70% в 2003 году.

Выпуск автомобильного бензина увеличился на 11,8% по сравнению с 1999 годом и составил 29,3 млн. тонн, что на 1,2% больше показателя 2002 года. Доля высокооктанового бензина в общем производстве автомобильного бензина возросла с 49% в 2002 году до 52% в 2003 году. Увеличился выпуск дизельного топлива: относительно 1999 года - на 14,7%, относительно 2002 года - на 2%.

В отрасли функционирует 31 нефтеперерабатывающая организация, в том числе девять нефтяных компаний с вертикально интегрированной структурой, осуществляющих добычу, переработку нефти и реализацию нефтепродуктов. Объемы переработки нефти нефтеперерабатывающими организациями в 2003 году представлены в таблице ниже:

Таблица 5.: Объемы переработки нефти в 2003 году

	Количество организаций	Объем переработки за 2003 г., млн. т	в % к 2002 г.
Всего в Российской Федерации	31	190,0	102,7
в т.ч. нефтяные компании с вертикально интегрированной структурой	9	142,0	102,2

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

7.4 СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»

Стратегические цели

Стратегическими целями ОАО «ЛУКОЙЛ» являются увеличение рентабельности и повышение капитализации Компании. Повышения капитализации Компания планирует достичь посредством реализации следующих мер:

- Стабильного увеличения добычи нефти и природного газа, производства нефтепродуктов;
- Замещения резервов по низким ценам;
- Увеличения возврата на капитал до уровня, сравнимого с уровнем международных аналогов;
- Проведения внутреннего аудита запасов и продажи ряда активов.

Увеличение рентабельности будет достигнуто посредством:

- Повышения качества управления капиталом. Например, операционная модель недавно была усовершенствована для более эффективного распределения ресурсов и, следовательно, достижения большего дохода на задействованный капитал;
- Снижения операционных затрат на баррель нефти.

Программа стратегического развития

В 2003 году в Компании был принят важный стратегический документ, определяющий темпы развития на ближайшее десятилетие, — «Программа стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2013 гг.». Программа предусматривает увеличение в течение 10 лет основных финансовых показателей Компании в 2–2,5 раза и объема добычи углеводородов в 1,3 раза при инвестициях более чем 25 млрд. долл. Если совсем недавно ежегодные темпы роста добычи Компании не превышали 1–2%, то реализация Программы позволит обеспечить с 2005 года ежегодный прирост добычи нефти не менее чем на 5%. В 2005-2006 годах количество обществ, доли участия в которых принадлежат организациям Группы «ЛУКОЙЛ», планируется сократить до 105.

Приоритетными задачами Программы стратегического развития являются:

- рост стоимости запасов сырья, прежде всего газа;
- увеличение доли Компании на традиционных рынках нефтепродуктов и усиление торговой марки «ЛУКОЙЛ»;
- достижение рентабельности на задействованный капитал на уровне 15-17%;
- повышение эффективности управленческого учета;
- оптимизация структуры управления;
- реализация синергетического эффекта от стратегических альянсов.

Краткосрочная программа развития

Краткосрочная программа развития направлена на быстрое увеличение рентабельности. Инициативы Компании на этом направлении включают:

- Увеличение доли экспорта в структуре продаж Компании. До 2002 года Компания уделяла экспортным рынкам меньшее внимание, чем ее конкуренты. В настоящий момент ОАО «ЛУКОЙЛ» предпринимает ряд шагов с целью увеличения поставок на экспорт, включая:
 - Внедрение программы увеличения добычи нефти в наиболее ориентированных на экспорт регионах, как, например, Каспий;
 - Увеличение выпуска и экспортных продаж нефтепродуктов;
 - Осуществление инвестиций в транспортную инфраструктуру, направленную на экспорт, включая строительство новых трубопроводов для нефтепродуктов и нефтеналивных морских терминалов.
- Активизация разработки наиболее производительных месторождений. Компания считает, что на ряде месторождений Западной Сибири и Тимано-Печорского региона добыча может быть существенно увеличена. Инвестиции в эти месторождения позволят повысить добычу на скважину и снизить стоимость добычи на баррель.
- Закрытие неэффективных месторождений. Ряд месторождений в Западной Сибири находится в эксплуатации уже более 20 лет и истощен более чем на 80%. Компания определила более 5 000 скважин, которые могут быть закрыты. Закрытие неэффективных месторождений даст экономию затрат при

сохранении роста добычи путем использования современных технологий управления месторождениями.

- Применение современных технологий для повышения эффективности восстановления запасов в сотрудничестве с международными компаниями, предоставляющими сервисные услуги для нефтедобывающей промышленности. Ожидается, что эти меры помогут увеличить выпуск и снизить затраты на добычу.
- Привлечение подрядчиков для буровых работ путем проведения открытого конкурса среди иностранных и российских компаний. Это поможет сократить затраты на бурение при сохранении необходимого уровня качества работ.
- Продажа активов, не относящихся к основной деятельности.
- Сокращение персонала за счет естественного оттока персонала и выхода на пенсию, а также отчуждения непрофильных бизнесов. ОАО «ЛУКОЙЛ» ставит своей задачей сократить общую численность до 85 000 работников к 2010 году (на 1 января 2004 года в Компании работало 135 000 человек).
- Усиление зависимости оплаты труда сотрудников от результатов деятельности.
- Реорганизация административного аппарата.

Долгосрочная программа развития

Долгосрочные инициативы, которые будут воплощены в ближайшие десять лет, включают:

- Повышение качества управления резервуарами: основным ориентиром становится максимизация чистой приведенной стоимости добычи и возврата на капитал вместо максимизации добычи нефти.
- Развитие добычи нефти в РФ для повышения рентабельности сегмента «Разведка и добыча»: ускорение разработки тех месторождений, для которых это экономически обосновано; использование современных технологий восстановления месторождений; разработка месторождений, расположенных рядом с уже построенной инфраструктурой, что позволяет сохранять низкий уровень издержек; дальнейшее замораживание месторождений с низкой эффективностью добычи. Основное внимание будет, прежде всего, на Тимано-Печорском регионе и регионе Каспийского моря.
- Увеличение запасов и добычи нефти за пределами РФ посредством развития уже существующих операций и новых поглощений с целью диверсификации географических и транспортных рисков. Компания преследует цель увеличить долю запасов и добычи нефти за пределами РФ до 20% к 2010 году. Основными регионами станут Азербайджан и Казахстан. Компания также видит возможности для приобретения активов в Латинской Америке, Северной Африке и на Ближнем Востоке.
- Развитие направлений по добыче природного газа и производству продуктов нефтехимии с целью диверсификации источников выручки и снижения зависимости от цены на нефть. Компания наращивает добычу газа и планирует увеличение мощности по переработке газа посредством поглощений существующих мощностей по переработке газа в РФ. Природный газ будет поступать в качестве дешевого сырья на собственные нефтехимические предприятия.
- Дальнейший рост в сегментах переработки и маркетинга, в первую очередь на стратегических для Компании рынках. Увеличение глубины переработки позволит увеличить прибыльность операций. ОАО «ЛУКОЙЛ» намерено увеличить мощности по переработке нефти посредством поглощений и

модернизации существующих НПЗ на внутреннем и международном рынках. Сеть сервисных станций будет развиваться с целью увеличения сбыта продукции Компании в РФ и Европе.

- С момента начала реализации программы реструктуризации в 2001 году Компания сократила количество дочерних обществ с 700 до 420 к концу 2003 года.

Программа реструктуризации

ОАО «ЛУКОЙЛ» в середине 2003 года начало реализацию плана реструктуризации, направленного на повышение эффективности деятельности и максимальное увеличение рыночной стоимости акций Общества. Планом предусматривались следующие меры:

- увеличение экспорта сырой нефти и нефтепродуктов;
- ускорение темпов разработки наиболее продуктивных месторождений;
- закрытие малодебитных скважин;
- применение технологий искусственного повышения нефтеотдачи пласта;
- отбор сервисных компаний, предлагающих наиболее выгодные условия;
- отказ от непрофильных производств, в том числе, от ряда добывающих проектов, в которых Компания не является оператором; сокращение численности персонала;
- более последовательное применение принципа оплаты труда по результатам деятельности;
- совершенствование административно-управленческой работы.

На настоящий момент достигнуты следующие результаты:

- Экспорт и реализация за рубежом нефти и нефтепродуктов в 2003 году по сравнению с 2002 годом выросли на 34,8% с одновременным уменьшением их реализации на внутреннем рынке на 3,6%; в 1 полугодии 2004 года объемы экспорта увеличились на 26,3% по сравнению с первым полугодием 2003 года, а удельный вес экспорта в общем объеме поставок нефти превысил 50%.
- В 2003 году было введено в эксплуатацию 14 новых месторождений (10 в 2002 году), что позволило увеличить добычу несмотря на то, что одновременно с этим проводилась программа закрытия малодебитных скважин.
- В 2003 году была выведена из эксплуатации 2 191 малодебитная скважина (1138 в 2002 году). В результате, несмотря на реальное укрепление рубля на 20,2%, расходы на добычу нефти выросли лишь на 0,4%, или до 2,61 долл./барр., в 2003 году по сравнению с 2,60 долл./барр. в 2002 году. В первом полугодии 2004 года ОАО «ЛУКОЙЛ» увеличил средний дебет скважин на 8%; в результате стоимость добычи одного барреля снизилась на 2,3% по сравнению с тем же периодом 2003 года, с 2,59 долл. до 2,53 долл.
- ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о продаже или продало ряд непрофильных и низкорентабельных активов: ОАО Банк «Петрокоммерц», ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой», ЗАО «Арктикнефть», а также закончило предпродажную подготовку своего подразделения по проведению разведочного бурения.
- ОАО «ЛУКОЙЛ» произвел продажу своих пакетов в некоторых проектах, где он не был оператором месторождений. Наиболее значимой продажей стала реализации пакета в «Азербайджанской международной операционной компании» (Azerbaijan International Operating Company).

Результаты реализации стратегии в 2003 году

В соответствии со стратегией ОАО «ЛУКОЙЛ» продолжило процесс консолидации Группы и приобретения маркетинговых и сбытовых организаций за пределами Российской Федерации:

- В ноябре 2003 года Группа приобрела 49% уставного капитала ООО «Бовэл» за 49 млн. долл. Это приобретение увеличило долю владения Группы в этой компании до 100%. ООО «Бовэл» является российской нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Тимано-Печорском регионе на севере Российской Федерации.
- В ноябре 2003 года Группа приобрела 40% акций ОАО «Ямалнефтегаздобыча» за 25 млн. долл. После этого приобретения доля Группы в ОАО «Ямалнефтегаздобыча» выросла до 100%. ОАО «Ямалнефтегаздобыча» является российской нефтегазодобывающей компанией и имеет значительные доказанные, но не разработанные запасы в Ямало-Ненецком автономном округе на севере Российской Федерации.
- В ноябре 2003 года Группа приобрела 40% акций ОАО «Находканефтегаз» за 45 млн. долл. После этого приобретения доля Группы в ОАО «Находканефтегаз» выросла до 100%. ОАО «Находканефтегаз» является российской нефтегазодобывающей компанией и имеет значительные доказанные, но не разработанные запасы в Ямало-Ненецком автономном округе на севере Российской Федерации.
- В октябре 2003 года Группа приобрела 79,5% акций компании «Беопетрол» за 117 млн. евро. Компания «Беопетрол» является маркетинговой и сбытовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Сербии, и владеет 200 заправками и 8 хранилищами нефтепродуктов. В 2002 году объем реализации нефтепродуктов компанией составил 390 тыс. тонн, что составило около 20% розничного топливного рынка Сербии. По условиям соглашения о приобретении ОАО «ЛУКОЙЛ» должно инвестировать в «Беопетрол» 85 млн. евро в течение последующих трех лет.
- В сентябре 2003 года Группа приобрела 100% в уставном капитале компании «МВ Пропертиз» за 121 млн. долл. Компания «МВ Пропертиз» является маркетинговой и сбытовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Румынии и владеющей 75 заправками и 7 хранилищами нефтепродуктов.
- В августе 2003 года Группа приобрела 25,5% акций в уставном капитале ОАО «Архангельскгеологдобыча» (АГД) путем обмена своей 13,6% доли в ЗАО «Росшельф» и 30% доли в ООО «Компания Полярное Сияние». Балансовая стоимость этих инвестиций составляла приблизительно 40 млн. долл. Это приобретение увеличило долю владения Группы в АГД до 99,7%. АГД является российской нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Тимано-Печорском регионе на севере Российской Федерации. Объем доказанных запасов нефти, соответствующий приобретенной доле акций, составляет 337 млн. барр.
- В июне 2003 года Группа приобрела 27% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» за 398 млн. долл., увеличив, таким образом, свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» до 100%. Стоимость сделки была определена на основании независимой оценки. ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» является нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность в Европейской части Российской Федерации. Объем доказанных запасов нефти, соответствующий приобретенной доле акций, составляет 423 млн. барр. В декабре 2003 года ЗАО

«ЛУКОЙЛ-Пермь» было перерегистрировано как ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и объединено с дочерним предприятием Группы ООО «Пермнефть» в единую структуру.

- В июне 2003 года Группа приобрела 39,4% акций ОАО «Тэбукнефть» и 55,4% акций ОАО «Ухтанефть», увеличив, таким образом, долю в этих компаниях до 85% и 85,5% соответственно. Группа также приобрела 77,4% акций ЗАО «РКМ-Ойл». Общая стоимость приобретенных акций этих компаний составила 134 млн. долл. ОАО «Тэбукнефть» и ОАО «Ухтанефть» до момента их приобретения отражались в отчетности как зависимые компании, учитываемые по методу долевого участия. Во второй половине 2003 года Группа дополнительно приобрела 8,9% акций ОАО «Тэбукнефть», 12,2% акций ОАО «Ухтанефть» и 22,6% акций ЗАО «РКМ-Ойл», увеличив, таким образом, свою долю в этих компаниях до 93,9%, 97,7% и 100%, соответственно. Общая стоимость приобретенных акций этих компаний составила 27 млн. долл. ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» являются нефтегазодобывающими компаниями, осуществляющими свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации. Годовой объем добычи нефти компаниями ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» составляет 1,5 млн. тонн, общий объем доказанных запасов нефти на момент приобретения – 242 млн. барр.
- В июне 2003 года Группа приобрела дополнительно 21,5% акций ОАО «Коминнефть» за 63 млн. долл., увеличив долю владения в этой компании до 91,5%. ОАО «Коминнефть» является российской нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Республике Коми Российской Федерации.
- В июне 2003 года Группа приобрела 1,25% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» приблизительно за 1 млн. долл., увеличив таким образом свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» до 51%. До момента приобретения ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» отражалось в отчетности как зависимая компания, учитываемая по методу долевого участия. ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» является нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе Российской Федерации. Годовой объем добычи нефти ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» составляет 2,1 млн. тонн. Общий объем доказанных запасов нефти – 171 млн. барр.
- В апреле 2003 года Группа приобрела 80,8% акций ОАО «Ярегская нефтетитановая компания» (ЯНТК) за 240 млн. долл., увеличив долю владения в этой компании до 98,8%. ЯНТК является компанией, владеющей значительными запасами нефти и титана и осуществляющей свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации. Общий объем доказанных запасов нефти ЯНТК составляет 133 млн. барр.

В рамках реализации стратегии Компании в 2003 году были осуществлены следующие мероприятия:

- ОАО «ЛУКОЙЛ» подписало пакет соглашений с Государственной нефтяной компанией Азербайджанской Республики о дополнительных условиях разведки и разработки морского блока Д-222 («Ялама»), расположенного в азербайджанском секторе Каспийского моря. В соответствии с новыми условиями соглашения контрактная площадь блока расширена с 1 287 до 3 037 кв. км, а долевое участие Компании в проекте увеличено с 60% до 80%.

- В апреле 2003 года была завершена сделка по продаже японской компании «Инпекс Корпорэйшн» 10% доли ОАО «ЛУКОЙЛ» в соглашении о разделе продукции «Азери-Чираг-Гюнешли», оператором которого выступает «Азербайджанская международная операционная компания». Соглашение предусматривает разработку месторождений Азери, Чираг и глубоководной зоны месторождения Гюнешли в азербайджанском секторе Каспийского моря. Стоимость сделки составила 1 337 млн. долл., а чистая прибыль по результатам сделки – 1 130 млн. долл.
- В течение 2003 года Компания ввела в действие программу повышения материальной заинтересованности работников в повышении капитализации Компании. Через три года после начала реализации программы определенные члены руководства Компании будут иметь право реализовать свой опцион в случае выполнения контрактных обязательств и плановых показателей. Планируется, что в программе будет использовано 11 млн. акций.
- В октябре 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» подписали договор на поставку газа, в соответствии с которым ОАО «Газпром» будет покупать газ с пилотного проекта Компании по разработке Находкинского месторождения по цене не ниже 22,5 долл./тыс. куб. метр без учета НДС.
- В том же месяце ОАО «ЛУКОЙЛ» ввело в эксплуатацию в Астраханской области первую очередь терминала мощностью до 1 млн. тонн в год. Терминал предназначен для экспортных поставок нефти и нефтепродуктов.
- В конце 2003 года завершилась реструктуризация добывающих активов предприятий Группы в Пермском регионе, которая произошла путем присоединения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» к ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь», обе компании являлись 100% дочерними предприятиями ОАО «ЛУКОЙЛ». Кроме того, активы ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в Западной Сибири и Республике Коми были переданы соответствующим территориальным предприятиям Группы. Таким образом, в Пермском регионе был образован единый оператор активов – ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». В рамках процесса консолидации был проведен комплекс мероприятий, обеспечивающий:
 - оптимизацию организационной структуры,
 - вывод из состава компании сервисных и непрофильных предприятий,
 - сокращение административно-хозяйственных расходов,
 - типизацию организационных структур и механизмов управления,
 - сокращение численности персонала (более 1 000 человек).

Результаты реализации стратегии в 2004 году

В 2004 году ОАО «ЛУКОЙЛ» удалось достигнуть важных соглашений:

- Соглашение с Министерством нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии о проведении разведки и разработке месторождений газа и газового конденсата в районе крупнейшего в мире нефтяного месторождения Гавар.
- Соглашение о стратегическом альянсе с нефтяной компанией ConocoPhillips, в рамках которого ConocoPhillips обязалось инвестировать в развитие Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также совместно с ОАО «ЛУКОЙЛ» участвовать в тендере на разработку гигантского нефтяного месторождения Западная Курна в Ираке.
- Договор на поставку газа с ОАО «Газпром», в рамках которого Компания в четвертом квартале 2005 года продаст ОАО «Газпром» до 0,75 млрд. куб. метров, а в 2006 году – до 8 млрд. куб. метров природного газа,

добытого ОАО «ЛУКОЙЛ» на перспективном Находкинском месторождении Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий АО).

Кроме того, в рамках реализации стратегии ОАО «ЛУКОЙЛ» добился следующих результатов в 2004 году:

- 26 января 2004 года Компания заключила соглашение с ConocoPhillips о покупке 308 АЗС и контракт на поставку нефтепродуктов на дополнительные 471 АЗС, в северо-восточном регионе США на общую сумму 270 млн. долл. Данная сделка была завершена в мае 2004 года.
- В марте 2004 года Компания заключила соглашение на разведку и разработку месторождений природного газа и газового конденсата в Саудовской Аравии. В соответствии с этим соглашением Компания имеет минимальные инвестиционные обязательства в размере 215 млн. долл. в течение последующих 5 лет.
- В июне 2004 года Компания заключила соглашение на разведку и разработку месторождений природного газа в Узбекистане. В соответствии с этим соглашением Компания имеет минимальные инвестиционные обязательства в размере 16 млн. долл. в течение последующих 3 лет. Объем утвержденных геологических запасов на контрактной территории составляет 250 млрд. куб. метров.
- В июне 2004 года была введена в эксплуатацию первая очередь распределительно-перевалочного терминала на о. Высоцкий. Первоначальная мощность этого комплекса составляет 4,7 млн. тонн нефти и нефтепродуктов в год. Через терминал Компания будет экспортировать светлые нефтепродукты в Западную Европу и США. На полную мощность – около 12 млн. тонн, комплекс выйдет в 2005 году.
- В июне 2004 года Компания заключила договор о продаже 38% доли в ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» руководству компании за общую сумму в 66 млн. долл. ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» специализируется на строительстве объектов для нефтегазовой отрасли.
- В июне 2004 года Правление ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о продаже 99% принадлежащих Группе акций ОАО Банк «Петрокоммерц». Сумма сделки составила 214 млн. долл. Сделка будет завершена в два этапа. Первый этап, представляющий продажу 78% доли Группы за 169 млн. долл., был завершен 22 сентября 2004 года. Второй этап, на котором Группа продаст свою оставшуюся 21% долю в уставном капитале банка за 45 млн. долл., должен быть завершен до конца июля 2007 года. Решение о продаже акций ОАО Банк «Петрокоммерц» было принято в рамках реализации программы стратегического развития Группы в целях повышения инвестиционной привлекательности Компании путем продажи непрофильных активов.

Планы ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2005 год

Основные задачи Компании на 2005 год состоят в повышении эффективности ее деятельности и капитализации на основе оптимизации продаж и операционных расходов по добыче и переработке нефти, сокращения коммерческих и управленческих расходов, проектного характера формирования инвестиционной программы.

Основной объем геологоразведочных работ и прирост запасов намечается по новым регионам деятельности Компании – Тимано-Печорскому региону и шельфу Каспийского моря, а также по зарубежным проектам. Таким образом, продолжается

реализация стратегического курса на создание сырьевой базы, обеспечивающей устойчивое развитие Компании в долгосрочной перспективе.

Объем добычи нефти в 2005 году по дочерним обществам ОАО «ЛУКОЙЛ» с учетом долей в зависимых обществах и по зарубежным проектам планируется в объеме 90,2 млн. тонн, что на 4% превышает ожидаемый уровень 2004 года.

Добыча газа планируется в объеме 7,8 млрд. куб. метров или на 20% выше ожидаемого уровня 2004 года. Прирост намечается, в основном, за счет ввода в разработку Находкинского газового месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе.

Основные показатели по сегменту «Переработка и сбыт» предусматривают значительное увеличение экспорта нефти, который с учетом поставок на зарубежные НПЗ Компании намечается в размере 49 млн. тонн. Это на 11% больше ожидаемого уровня экспорта в 2004 году.

В соответствии со стратегическими приоритетами ОАО «ЛУКОЙЛ», на российских НПЗ Компании будет продолжена работа по повышению глубины переработки и увеличению объемов производства высокооктановых бензинов, в том числе и за счет ввода новых мощностей.

На зарубежных НПЗ Компании переработку нефтяного сырья планируется увеличить до 11 млн. тонн против ожидаемых 8,4 млн. тонн в 2004 году. Нарастивание объемов переработки связано, главным образом, с вводом в эксплуатацию после реконструкции НПЗ в Плоешти (Румыния), на котором в 2005 году планируется переработать 2,4 млн. тонн нефтяного сырья.

Планируется, что в 2005 году группа «ЛУКОЙЛ-Нефтехим» увеличит производство нефтехимической продукции до 1,75 млн. тонн, что на 8,3% выше ожидаемого уровня 2004 года.

Планируется, что в 2005 году российские сбытовые организации увеличат реализацию нефтепродуктов в розницу почти на 19%, а зарубежные сбытовые организации на 50% по сравнению с ожидаемым уровнем 2004 года.

7.5 КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА

Корпоративная структура

Компания имеет свыше 400 дочерних и зависимых обществ². Большинство из них относятся к основной деятельности Компании: разведке и добыче нефти и газа, переработке нефти и газа, нефтехимии, транспортировке и сбыту.

В структуре Компании можно выделить четыре основных направления:

- Добыча включает три основные дочерние компании:
 - ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» 100%;
 - ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» 100%;
 - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 100%.
- Нефтепереработку осуществляют следующие базовые компании:

² Включая те дочерние общества, над которыми Компания имеет косвенный контроль за счет преобладающего участия в их уставном капитале других дочерних обществ Компании.

- ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» 100%;
- ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» 100%;
- ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» 80,3%;
- ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» 99,5%;
- ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский НПЗ» (Украина) 100%;
- «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД» (Болгария) 71%;
- «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» (Румыния) 100%.
- Маркетинг и сбыт осуществляют 11 основных региональных дочерних компаний (100%).
- Международные операции ведут две основные дочерние компании:
 - LUKOIL Overseas LLC 100% (разведка и добыча);
 - LITASCO 100% (маркетинг и сбыт).

7.6 СТРУКТУРА УСТАВНОГО КАПИТАЛА

Уставный капитал ОАО «ЛУКОЙЛ» составляет 21 264 081 руб. 37,5 коп. и состоит из 850 563 255 штук обыкновенных именных акций.

Изменения уставного капитала в период с 1 января 1998 по 30 июня 2004 года приведены в таблице ниже:

Таблица 6.: Изменения уставного капитала с начала 1998 года по 30 июня 2004 года

Орган управления, принявший решение об изменении уставного капитала	Дата составления протокола собрания (заседания), на котором принято решение	Размер уставного капитала после изменения	Причины изменения
Общее собрание акционеров	04.06.1998	18 664 081 руб. 37,5 коп.	деноминация российского рубля
Совет директоров	29.10.1999	20 389 081 руб. 37,5 коп.	доп. выпуск акций
Совет директоров	06.04.2001	20 849 857 руб. 90,0 коп.	доп. выпуск акций
Совет директоров	14.09.2001	21 264 081 руб. 37,5 коп.	доп. выпуск акций

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

В реестре акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 октября 2004 года было зарегистрировано 63 751 лица. Структура акционеров на 1 октября 2004 года представлена ниже:

Таблица 7.: Структура акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» на 1 октября 2004 года

Акционер	Доля
Нерезиденты	0,26%
Государство	7,60% ¹
Резиденты	
Частные юридические лица	88,32%
Частые физические лица	3,82%
Всего	100,00%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечание:

¹ В сентябре 2004 года пакет, находившийся в государственной собственности, был продан ConocoPhillips.

7.7 СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ

В состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», избранного на общем годовом собрании акционеров 24 июня 2004 года, входят одиннадцать человек:

Состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

ФИО	Год рождения	Должность
Грайфер Валерий Исаакович	1929	Председатель Совета директоров Генеральный директор, председатель Правления, член Совета директоров ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания»
Алекперов Вагит Юсуфович	1950	Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Бережной Михаил Павлович	1945	Генеральный директор Некоммерческой организации «Негосударственный Пенсионный Фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»
Браверман Александр Арнольдович	1954	Статс-секретарь-Первый заместитель Министра имущественных отношений
Кутафин Олег Емельянович	1937	Ректор Московской государственной юридической академии
Маганов Равиль Ульфатович	1954	Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Председатель Совета директоров LUKOIL Overseas Holding Ltd.
Мацке Ричард	1937	Директор IHC/Caland N.V. Директор Petroleum Helicopters
Михайлов Сергей Анатольевич	1957	Генеральный директор ООО «Менеджмент-Консалтинг» Генеральный директор ЗАО «Группа Консалтинг»
Мобиус Марк	1936	Директор Templeton Asset Management Ltd. Директор Franklin Templeton Investments (Asia) Ltd. Исполнительный вице-президент, директор Templeton Global Advisors Limited
Цветков Николай Александрович	1960	Член Совета директоров АБ «ИБГ «НИКОйл» Председатель Совета директоров ЗАО «Управляющая компания НИКОйл» Председатель Совета директоров ОАО «Новороссийский морской торговый порт»
Шеркунов Игорь Владимирович	1963	Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «Капиталь» Член Совета директоров ЗАО «ИФД КапитальЪ»

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

В состав правления Компании входят пятнадцать человек:

Таблица 8.: Состав правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

ФИО	Год рождения	Должность
Алекперов Вагит Юсуфович	1950	Президент
Барков Анатолий Александрович	1948	Вице-президент, начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи
Кукура Сергей Петрович	1953	Первый вице-президент (экономика и финансы)
Маганов Равиль Ульфатович	1954	Первый вице-президент (разведка и добыча нефти и газа)

Масляев Иван Алексеевич	1958	Начальник Главного управления правового обеспечения
Матыцын Александр Кузьмич	1961	Вице-президент, начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования
Москаленко Анатолий Алексеевич	1959	Начальник Главного управления по персоналу
Рахметов Серик Мурзабекович	1949	Вице-президент, начальник Главного управления капитального строительства и корпоративных служб
Сторожев Юрий Филиппович	1946	Вице-президент, начальник Главного управления поставок и продаж
Тарасов Дмитрий Николаевич	1952	Первый вице-президент (переработка, поставки и сбыт)
Федун Леонид Арнольдович	1956	Вице-президент, начальник Главного управления стратегического планирования и инвестиционного анализа
Хавкин Евгений Леонидович	1964	Секретарь Совета директоров - руководитель Аппарата Совета директоров
Хоба Любовь Николаевна	1957	Главный бухгалтер
Челоянц Джеван Крикорович	1959	Вице-президент, начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа
Шарифов Вагит Садиевич	1945	Вице-президент, начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

7.8 ЛИЦЕНЗИИ И СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ

За 2003 год дочерними обществами Компании было получено 12 новых лицензий на право пользования недрами, в том числе одно на добычу углеводородного сырья. Всего на балансе предприятий группы ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 30 июня 2004 года находилось 408 лицензий.

Основанием для выдачи лицензий является статья 17-1 Закона РФ «О недрах». Одним из обязательных условий выдачи лицензий на недропользование является соблюдение норм экологического законодательства. ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые компании соблюдают существующие экологические нормы. По данным Компании, существенных претензий со стороны органов контроля за соблюдением таких норм нет.

Таблица 9.: Количество лицензий ОАО «ЛУКОЙЛ», его дочерних и зависимых обществ на 30 июня 2004 года по регионам

Регион	Число лицензий
Западная Сибирь	71
Европейская часть России	228
Тимано-Печорский регион	90
Ямало-Ненецкий АО	12
Север Каспия	7
Всего	408

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые общества проводят работу по отслеживанию сроков действия существующих лицензий, а также своевременному продлению лицензий.

Изменения в законодательстве, которые были приняты после того, как ОАО «ЛУКОЙЛ» получило большинство лицензий, состоят в том, что лицензии выдаются на весь период экономически целесообразного использования месторождения. Компания предполагает, что каждая из лицензий, выданная до принятия этих изменений, может быть продлена после своего истечения на период экономически целесообразного использования данного месторождения.

7.9 ПЕРСОНАЛ

На сегодняшний день персонал Компании насчитывает около 135 тыс. специалистов, ведущих деятельность в более чем 60 регионах России и 30 странах мира.

В 1994 году было создано Международное объединение профсоюзных организаций ОАО «ЛУКОЙЛ» (МОПО), объединяющее профсоюзные организации предприятий Группы «ЛУКОЙЛ». С 2000 года в ОАО «ЛУКОЙЛ» создана и действует профсоюзная организация Центрального аппарата управления ОАО «ЛУКОЙЛ».

В мае 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло Политику управления персоналом, которая является основополагающим документом в области управления кадрами и опирается на фундаментальные принципы деятельности и миссии ОАО «ЛУКОЙЛ» – стать одним из лидеров среди крупнейших энергетических компаний мира.

Политика управления персоналом – это политика единой интегрированной компании, имеющей сильную и устойчивую корпоративную культуру и стройную систему корпоративных ценностей. Основой Политики управления персоналом является построение системы, предполагающей реализацию ряда мер по:

- повышению мотивации персонала;
- определению критериев по оценке степени достижения результатов;
- вознаграждению и поощрению сотрудников.

Главная задача Политики управления персоналом заключается в создании такой системы управления кадрами, при которой ОАО «ЛУКОЙЛ» имело бы стабильный статус «предпочтительного работодателя» на рынке труда.

В течение 2003 года Компания ввела в действие программу повышения материальной заинтересованности работников в повышении капитализации Компании. Через три года после начала реализации программы определенные члены руководства Компании будут иметь право реализовать свой опцион в случае выполнения контрактных обязательств и плановых показателей. Планируется, что в программе будет использовано 11 млн. акций.

7.10 СОБЛЮДЕНИЕ КОДЕКСА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Эффективное корпоративное управление является одним из решающих факторов успешной работы Компании в условиях рынка и растущей конкуренции. Развитие компании невозможно без наличия эффективной структуры, определяющей взаимоотношения Совета директоров, исполнительного органа и акционеров, уверенности инвесторов в том, что их средства разумно расходуются руководством Компании для развития производственно-финансовой деятельности и, таким образом, способствуют росту капитализации Компании. Система корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ» направлена на создание и сохранение надежных доверительных

отношений с сообществом инвесторов и акционеров, что способствует дальнейшему увеличению инвестиционной привлекательности Компании.

Улучшение корпоративного управления и укрепление финансового положения Компании в 2003 году позволили за год снизить стоимость заимствований примерно на 3% по сравнению с предыдущим периодом. Снижение средневзвешенной стоимости заимствований позволяет обеспечить Компании дополнительные конкурентные преимущества на рынке.

В своей работе ОАО «ЛУКОЙЛ» соблюдает основные положения рекомендаций ФСФР России и продолжает совершенствовать свой уровень корпоративного управления:

- Компания увеличила количество независимых представителей инвесторов и акционеров в Совете директоров;
- Утверждены комитеты по стратегии и инвестициям, по аудиту, по кадрам и вознаграждениям;
- Строго соблюдаются сроки и формы представления результатов Компании. Финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с международными стандартами, публикуется на ежеквартальной основе;
- Регулярно проводятся поездки в регионы для представителей инвестиционного сообщества в целях повышения прозрачности производственной деятельности Компании;
- Регулярно проводятся встречи инвесторов и акционеров с руководством Компании;
- Начала действовать программа акционирования руководящего состава Компании в целях повышения мотивации.

7.11 СТАНДАРТЫ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И АУДИТОР КОМПАНИИ

ОАО «ЛУКОЙЛ» публикует ежеквартальную и годовую финансовую отчетность по ОПБУ США и по РСБУ, а также анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности. Аудитором ОАО «ЛУКОЙЛ» с 1993 года по настоящее время является ЗАО «КПМГ».

7.12 ДИВИДЕНДНАЯ ИСТОРИЯ

В соответствии с «Положением о дивидендной политике ОАО «ЛУКОЙЛ», принятым в 2003 году, Совет директоров Компании при определении рекомендуемого Общему собранию акционеров размера дивиденда (в расчете на одну акцию) исходит из того, что сумма средств, направляемая на дивидендные выплаты, должна составлять не менее 15% чистой прибыли ОАО «ЛУКОЙЛ».

Цели Компании в области дивидендной политики:

- признание величины дивидендов как одного из ключевых показателей инвестиционной привлекательности Компании;
- повышение величины дивидендов на основе последовательного роста прибыли и/или доли дивидендных выплат в составе нераспределенной прибыли.

Компания планомерно увеличивает как размер дивидендных выплат, так и долю чистой прибыли, направляемой на выплату дивидендов. За 2003 год объявленные дивиденды составили 714 млн. долл., что на 34% выше аналогичного показателя за предыдущий период. Доля от чистой прибыли, направляемая на дивидендные выплаты, составила 27% в 2003 году.

Базовая прибыль на обыкновенную акцию ОАО «ЛУКОЙЛ» выросла на 93% в 2003 году до 4,36 долл. (без учета прибыли от продажи доли в проекте Азери-Чираг-Гюнешли) с 2,26 долл. в 2002 году. Дивидендная доходность составила 3% (в 2002 году — 4%).

Таблица 10.: Дивидендная история ОАО «ЛУКОЙЛ»

Наименование	1998	1999	2000	2001 ¹	2002	(руб.) 2003
Дивиденды на одну привилегированную акцию	2,67	17,45	59,16	-	-	-
Дивиденды на одну обыкновенную акцию	0,25	3	8	15	19,5	24

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечание:

¹ В конце 2000 года привилегированные акции были конвертированы в обыкновенные.

7.13 ЗАПАСЫ

В настоящее время ОАО «ЛУКОЙЛ» занимает первое место среди частных нефтяных компаний мира по доказанным запасам нефти и второе — по доказанным запасам углеводородов.

В 2003 году Компанией был проведен очередной (девятый по счету) ежегодный технический и экономический аудит запасов с привлечением независимого консультанта — фирмы Miller and Lents (США). По результатам подсчета запасов в соответствии с требованиями и методикой Общества инженеров-нефтяников США (US SPE) по состоянию на 1 января 2004 года подтвержденные доказанные запасы ОАО «ЛУКОЙЛ» составили 20,1 млрд. барр. н.э.

Ресурсно-сырьевая база Компании за 2003 год увеличилась в среднем на 4% (на 5% по нефти и 1% по газу).

Таблица 11.: Динамика запасов нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2003 году

	Нефть, млн. барр.	Газ, млрд. куб. футов	Нефть и газ, млн. барр. н.э.
Доказанные запасы на 1 января 2003 г.	15 258	24 164	19 286
Пересмотры ранних оценок	605	346	663
Открытия и геологоразведка	420	57	430
Приобретение запасов	365	39	372
Продажа запасов	(79)	—	(79)
Добыча	(592)	(133)	(614)
Доказанные запасы на 1 января 2004 г.	15 977	24 473	20 056

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

В России дочерние и зависимые общества ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляют разведку и добычу углеводородного сырья в Ямало-Ненецком АО, Ханты-Мансийском АО — Югре, Ненецком АО, в Республике Коми, в Пермской, Волгоградской и Калининградской областях, на шельфах Каспийского и Азовского морей. Основной прирост запасов нефти в 2003 году был получен в Ненецком автономном округе, на акватории Каспия и в Западной Сибири. Преимущественный прирост запасов газа и конденсата осуществлен на акватории Каспия.

Таблица 12.: Чистые запасы нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ»

(млн. барр.)

Регион	Чистые запасы нефти								
	2001			2002			2003		
	Доказ.	Вер.	Доказ. плюс вер.	Доказ.	Вер.	Доказ. плюс вер.	Доказ.	Вер.	Доказ. плюс вер.
Западная Сибирь ¹	8 052	4 749	12 801	8 266	3 593	11 859	8 421	4 253	12 674
Европейская часть России ²	2 350	337	2 687	2 624	319	2 943	2 731	344	3 075
Тиман-Печора ³	3 295	1 103	4 398	3 478	1 654	5 132	3 953	1 826	5 779
Ямал ⁴	234	113	347	193	322	515	216	446	661
Северный Каспий	98	181	280	172	182	354	185	297	483
Итого по России	14 029	6 484	20 513	14 732	6 070	20 802	15 506	7 166	22 672

(млрд. куб. футов)

	Чистые запасы газа								
	2001			2002			2003		
	Доказ.	Вер.	Доказ. плюс вер.	Доказ.	Вер.	Доказ. плюс вер.	Доказ.	Вер.	Доказ. плюс вер.
Западная Сибирь ¹	1 236	724	1 961	1 082	468	1 551	1 284	647	1 932
Европейская часть России ²	488	56	544	737	44	781	737	76	813
Тиман-Печора ³	488	117	605	460	644	524	577	194	771
Ямал ⁴	8 222	2 005	10 228	13 822	3 108	16 929	13 806	3 124	16 930
Северный Каспий	957	344	1 301	6 330	5 028	11 358	5 763	10 411	16 175
Итого по России	11 392	3 247	14 639	22 432	8 712	31 143	22 168	14 453	36 621

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечания:

¹ В отношении 2002 года отчет Miller and Lents включает «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», «ВАТОЙЛ» (подразделение ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь»), ЗАО «Турсунт» и «РИТЭК» (деятельность в Западной Сибири). В отношении 2003 года включает «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», ЗАО «Турсунт» и «РИТЭК» (деятельность в Западной Сибири).

² В отношении 2002 года включает «ЛУКОЙЛ-Пермнефть», ЗАО «Аксайтовнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь» (Чурс), «ЛУКОЙЛ-Пермь» (за исключением «ВАТОЙЛа» («ПДН» и «Каманефть»)), ООО «Урал-Ойл», ООО «Пермьтэкс», ЗАО «ПермьТОТнефть», ООО «Вишеранефтегаз», «РИТЭК» (деятельность в Татарстане), «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть» («ТПП», деятельность «Астраханьморнефтегаз»), ООО «ЛУКбелойл», ООО «Волгодеминойл» и ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть». В отношении 2003 года включает «ЛУКОЙЛ-Пермь» (преемник «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» и «ЛУКОЙЛ-Пермь»), ОАО «Тулваннефть», ООО «Уралойл», ООО «Вишеранефтегаз», ЗАО «ПермьТОТнефть», «РИТЭК» (деятельность в Татарстане), ЗАО «Аксайтовнефть», «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть», ООО «ЛУКбелойл», ООО «Волгодеминойл», ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» и ЗАО «Калининградская ГДНГ».

³ В отношении 2002 года включает «АГД», ЗАО «Арктикнефть», ООО «Бовел», ЗАО «Колвагеолдобыча», ЗАО «Варандейнефтегаз», ООО «Полярное Сияние», «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «Харьганефть», ОАО «Битран», ООО «АмКоми», ЗАО «Байтек-Силур» (включая «Пармаойл»), ООО «Комиквест», ОАО «Тэбукнефть», ЗАО «СеверТЭК», ОАО «Ухтанефть», ЗАО «Инвестнафта» и ООО «Усинск-Арктика». В отношении 2003 года включает «ЛУКОЙЛ-Коми», ЗАО «Инвестнафта», ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть», ЗАО «РКМ ОЙЛ», ООО «АмКоми», ЗАО «Байтек-Силур», ОАО «Битран», «ЯНТК», ЗАО «СеверТЕК», «АГД», «НМНГ», ЗАО «Арктикнефть» и ООО «Бовел».

⁴ В отношении 2002 года включает ОАО «Находканефтегаз» и «ЯНГД». В отношении 2003 года включает ОАО «Находканефтегаз», «ЯНГД» и ООО «Салекапцнефть».

7.14 РАЗВЕДКА

В 2003 году основные объемы геологоразведочных работ на нефть и газ были сконцентрированы в новых высокоперспективных районах Тимано-Печорской

нефтегазоносной провинции, на акватории Каспийского моря и в Большехетской впадине (Ямало-Ненецкий автономный округ).

С целью повышения эффективности геологоразведочных работ и обеспечения динамичного прироста разведанных запасов Компания повысила требования к комплексу геофизических методов, применяемых на поисковом и разведочном этапах исследований. Современные модификации сейсморазведки позволяют обеспечивать получение дополнительной информации об особенностях внутреннего строения, литологии и свойствах нефтеперспективных отложений и, по возможности, о перспективах их углеводородного насыщения. Получение подобной дополнительной информации способствует снижению степени риска поискового и разведочного бурения, сокращению количества «сухих» или малодебитных скважин и в конечном итоге повышению эффективности геологоразведочных работ в целом.

В 2003 году Компания отработала 14,6 тыс. км сейсмопрофилей 2D и 2,4 тыс. кв. км объемной сейсморазведки. Эффективность геологоразведочных работ составила 1,25 тыс. т.у.т. на метр проходки, в том числе по нефти 560 тонн на один метр. Затраты на геологоразведочные работы в 2003 году составили 8,9 млрд. рублей. Стоимость разведки составила 1,72 долл. на 1 т.у.т.

В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» обнаружило 13 новых нефтяных месторождений, одно газоконденсатное и одно нефтегазовое и 14 залежей нефти на ранее открытых месторождениях.

В результате проведенных в 2003 году геологоразведочных работ прирост запасов углеводородного сырья превысил 169,7 млн. т.у.т., в том числе около 75,3 млн. тонн нефти, 5,3 млн. тонн газового конденсата и 89,1 млрд. куб. метров природного газа. Отношение приращения запасов к добыче за 2003 год составило около 195%.

За шесть месяцев 2004 года прирост запасов составил более 60 млн. т.у.т. В результате геологоразведочных работ открыто три нефтяных, одно газоконденсатное месторождение, пять залежей нефти на ранее открытых месторождениях на территории России. Компания также активно наращивала ресурсную базу за пределами России, что позволило удвоить международную ресурсную базу Группы до 680 млн. т.у.т.

7.15 РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

Добыча нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2003 году с учетом долей участия в проектах на условиях раздела продукции составила и 81,5 млн. тонн (на 2,1% выше уровня 2002 года) и 5,71 млрд. куб. метров газа (на 11% выше уровня 2002 года), в том числе попутного - 4,4 млрд. куб. метров, природного - 1,31 млрд. куб. метров. Добыча нефти и газа на территории РФ, включая добычу зависимыми обществами по методу долевого участия, составила 78,6 млн. тонн (или 96,4% от совокупной добычи Компании) и 4,76 млрд. куб. метров газа (или 83,4% от совокупной добычи Компании), в том числе 4,23 млрд. куб. метров попутного и 0,53 млрд. куб. метров природного газа.

В первом полугодии 2004 года добыча нефти по организациям Группы «ЛУКОЙЛ» с учетом долей участия в проектах на условиях раздела продукции составила 42,31 млн. тонн, в том числе на территории России - 40,69 млн. тонн (включая добычу

зависимыми обществами по методу долевого участия), что на 8,9% превышает уровень добычи первого полугодия 2003 года. Общая добыча газа превысила 3,1 млрд. куб. метров, что выше уровня соответствующего периода прошлого года на 12,9%. Компании удалось увеличить по сравнению с первым полугодием 2003 года среднесуточную добычу нефти на 6,6%.

Таблица 13.: Добыча нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ»

	2001	2002	2003	6 мес. 2004
Добыча нефти всего, млн. т	78,3	79,8	81,5	42,3
В России	76,0	76,9	78,6	40,7
За рубежом	2,2	2,9	2,9	1,6
Добыча газа всего, млрд. куб. м	5,2	5,1	5,7	3,1
В России	4,3	4,1	4,8	2,4
За рубежом	0,7	0,8	0,9	0,5

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

В 2003 году дочерними и зависимыми нефтедобывающими предприятиями Группы добыча нефти осуществлялась на 311 месторождениях. За год введено в разработку 14 новых месторождений.

Объем эксплуатационного бурения в 2003 году составил 1 090 тыс. метров, что на 8% меньше, чем в 2002 году. В эксплуатацию было введено 546 новых добывающих и 306 нагнетательных скважин. Средний дебит новых скважин вырос в полтора раза, с 24,4 тонн/сутки в 2002 году до 35,7 тонн/сутки в 2003 году, в том числе среднесуточный дебит горизонтальных скважин достиг 53,5 тонн/сутки против 38,5 тонн/сутки в 2002 году.

По состоянию на 1 января 2004 года эксплуатационный добывающий фонд насчитывал 26 812 скважины (в том числе дающих продукцию — 21 844); фонд нагнетательных скважин — 7 780 (под закачкой находилось 5 133 скважины). По сравнению с 2002 годом эксплуатационный добывающий фонд сократился на 5%, что связано с остановкой высокообводненных и нерентабельных скважин и их последующей консервацией. По состоянию на 1 января 2004 года эксплуатационный добывающий фонд газовых скважин насчитывал 313 единиц (действующий фонд — 250).

Для повышения эффективности разработки и добычи в Компании реализуется «Комплексная программа оптимизации разработки и добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2003–2005 гг.». Реализация первого этапа Комплексной программы позволила увеличить средний дебит скважин в 2003 году с 9,4 до 10,3 тонн/сутки и снизить обводненность с 76,7% до 76,0%. За 2003 год было выведено из эксплуатации 2 191 высокообводненная скважина, что позволило не извлекать на поверхность более 21,6 млн. тонн попутной воды и, соответственно, уменьшить потребление электроэнергии. В первом полугодии 2004 года Компании удалось увеличить по сравнению с первым полугодием 2003 года средний дебет нефтяных скважин на 12,8%, снизив при этом обводненность продукции на 0,9%.

Таблица 14.: Среднедневная добыча нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» в РФ по регионам

(тыс. барр./день)

	2001	2002	2003
Западная Сибирь	1 022	1 030	1 068
Европейская часть России	285	290	288
Тимано-Печора	215	219	216
Итого по России	1 522	1 539	1 572

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Западная Сибирь

На территории Западной Сибири ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет операции через свое 100% подразделение ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», которое включает четыре подразделения: ТПП «Лангепаснефтегаз», ТПП «Покачёнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз» и ТПП «Когалымнефтегаз». На этот регион пришлось 67,9% добычи Компании на территории РФ в 2003 году. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» владеет 71 лицензией в Западной Сибири.

Большая часть нефти транспортируется через магистральные трубопроводы АК «Транснефть», за исключением высококачественной нефти с низким содержанием серы, добываемой «Урайнефтегаз», которая через специально выделенный трубопровод АК «Транснефть» доставляется в Черноморский туапсинский морской порт.

Европейская часть

На территории Европейской части ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет операции через три своих подразделения – «ЛУКОЙЛ-Пермь», «Нижеволжскнефть» в Волго-Уральском бассейне и «Калининградморнефть» на шельфе Балтийского моря. На этот регион пришлось 18,3% добычи Компании на территории РФ в 2003 году. Компания владеет 228 лицензиями в Европейской части.

В марте 2004 года Компания начала эксплуатационное бурение на месторождении Д-6 на шельфе Балтийского моря. По оценкам Компании, запланированный объем добычи в 70 тыс. тонн может быть достигнут уже в конце 2004 года.

Практически вся добываемая нефть транспортируется через магистральные трубопроводы АК «Транснефть».

Тимано-Печорский регион

На территории Тимано-Печорского региона ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет операции через три своих подразделения – «ЛУКОЙЛ-Коми», «Нарьянмарнефтегаз» (НМНГ) и «Архангельскгеологодобыча» (АГД). На этот регион пришлось 13,7% добычи Компании на территории РФ в 2003 году. Компания владеет 90 лицензиями в Тимано-Печорском регионе.

Для обеспечения транспортировки нефти, добываемой в Тимано-Печорском регионе, Компания построила временный нефтеналивной терминал в Варандейском заливе. Поскольку этот терминал находится на побережье Северного ледовитого океана, Компания приобрела десять танкеров ледового класса, способных перевозить добытую Компанией нефть в европейские порты. Помимо этого, Компания подписала с CopocoPhillips меморандум о взаимопонимании в отношении совместной подготовки

технико-экономического обоснования строительства отдельного трубопровода от месторождений Компании в Западной Сибири через Тимано-Печорский регион до терминала в Варандейском заливе.

Тимано-Печорский регион является самым перспективным в портфеле активов Компании, но потребуются значительные инвестиции прежде, чем добыча в этом регионе достигнет проектной мощности. По состоянию на 1 января 2004 года доказанные и вероятные запасы нефти Компании в Тимано-Печорском регионе составили 3 953 и 1 826 млн. барр., соответственно, доказанные и вероятные запасы газа – 577 и 194 млрд. куб. футов, соответственно.

Разведка и добыча за рубежом

В 2003 году Компания участвовала в реализации двенадцати зарубежных проектов по разведке и добыче углеводородов на территории Азербайджана, Казахстана, Египта, Ирака, Колумбии и Ирана. Добыча нефти и газового конденсата осуществлялась по пяти проектам (Карачаганак, Тенгиз, Кумколь, Мелейя, блок ВИИМ), добыча газа – по трем (Карачаганак, Тенгиз, Кумколь). Объем добычи по этим проектам в 2003 году составил 2,9 млн. тонн нефти (или около 3,5% от общей добычи нефти Компанией), 0,95 млрд. куб. метров газа (или около 16,6% от общей добычи газа Компанией), в том числе 0,17 млрд. куб. метров попутного газа и 0,78 млрд. куб. метров природного газа. Долгосрочной целью Компании является увеличение доли добычи за пределами России до 20% к 2010 году, что поможет диверсифицировать географические и транспортные риски.

Объем капитальных вложений по международным проектам с учетом затрат на геолого-разведочные работы составил 273 млн. долл. в 2003 году. Эксплуатационное бурение по международным проектам в 2003 году составило 104 тыс. метров, было введено в эксплуатацию 44 новые скважины, добыча из которых составила 732,8 тыс. тонн (доля Компании — 247,9 тыс. тонн).

По состоянию на 1 января 2004 года эксплуатационный добывающий фонд насчитывал 409 скважин (в том числе дающих продукцию — 324); фонд нагнетательных скважин — 82 (в том числе под закачкой — 66). Удельные операционные затраты на добычу нефти и газа по международным проектам составили 1,59 долл./барр. н. э.

В 2003 году добыча газа по международным проектам Компании (Карачаганак, Кумколь и Тенгиз) составила 951,4 млн. куб. метров.

Первым международным проектом Компании по добыче газа является месторождение Шах-Дениз (Азербайджан), расположенное приблизительно в 100 км к югу от г. Баку, на шельфе Каспийского моря. Подготовка к разработке месторождения была начата в 2003 году.

Таблица 15.: Обзор операций ОАО «ЛУКОЙЛ» за рубежом в 2003 году

Проект	Доля ОАО «ЛУКОЙЛ»	События 2003 года
<i>Азербайджан</i>		
Зых-Говсаны	50,0%	9 января 2001 года было подписано Соглашение о реабилитации, разведке, разработке и долевом разделе продукции по блоку месторождений Зых и Говсаны между ГНКАР и ОАО «ЛУКОЙЛ» на паритетных началах. ОАО «ЛУКОЙЛ» является оператором проекта. Соглашение до настоящего времени не вступило в силу. Ведется

согласование с ГНКАР взаимоприемлемых условий данного Соглашения с целью улучшения экономических показателей проекта.		
Азери-Чираг-Гюнешли	10,0%	В апреле 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило сделку по продаже долевого участия в проекте АЧГ японской компании Inpex Southwest Caspian Sea.
Шах-Дениз	5,0%	<p>В 2003 году в рамках реализации проекта проведены следующие работы: принята поэтапная программа разработки месторождения, проведены подготовительные мероприятия для начала работ по бурению. В апреле 2003 года начато бурение скважины SDA-01, которое было завершено в июне 2003 года. Начато бурение скважины SDA-02.</p> <p>Продолжаются работы по проектированию платформы TPG-500. Завершена оценка тендерных предложений участников по изготовлению платформы, сборке и комплектованию оборудования.</p> <p>После завершения покупки Компанией 50% доли ENI в LUKAgip, Компания будет владеть 100% долей в LUKAgip и 15% в Шах-Денизе.</p> <p>По оценкам партнеров консорциума, общие капитальные инвестиции в завершение этапа 1 составят приблизительно 3,5 млрд. долл.</p>
Д-222 (Ялама)	80,0%	В апреле 2003 года по проекту Д-222, реализуемому совместно с ГНКАР, завершились сделки по расширению контрактной площади и приобретению дополнительно 20% участия. За период действия проекта выполнены сейсморазведочные работы 2Д и 3Д, подготовлен паспорт структуры, рассчитаны перспективные ресурсы углеводородов, проведены инженерно-геологические исследования в точке заложения поисковой скважины. В настоящее время проводится комплекс подготовительных работ к началу разведочного бурения в среднесрочной перспективе.
<i>Казахстан</i>		
Карачаганак	15,0%	Долевая добыча нефти и газового конденсата ОАО «ЛУКОЙЛ» на месторождении составила 825,4 тыс. тонн, природного газа – 781,1 млн. куб. метров в 2003 году. Эксплуатационный фонд скважин на 1 января 2004 года составил 89 единиц, из них действующий фонд – 47 скважин. Завершено бурение оценочной скважины. Подготовлены все системы внутрипромысловых объектов для начала обратной закачки газа и подачи углеводородов на Карачаганакский перерабатывающий комплекс (КПК). В июле 2003 года начато заполнение углеводородами и вывод на рабочий режим КПК и экспортного трубопровода Карачаганак-Атырау.
Кумколь	50,0%	<p>Долевая добыча нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» по проекту составила 1,4 млн. тонн, попутного газа – 14,2 млн. куб. метров. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин на 1 января 2004 года составил 217 единиц, в том числе действующий фонд – 210 скважин, в бездействии – 1 скважина, в освоении – 6. В 2003 году введено 35 новых скважин. Средний дебит новой скважины составил 58 тонн/сутки. 40 скважин было переведено на механизированный способ эксплуатации. Проходка в эксплуатационном бурении в 2003 году составила 39,6 тыс. метров.</p> <p>В целях снижения затрат на транспортировку нефти ЗАО «Тургай-Петролеум» завершено строительство нефтепроводной системы «Кумколь-Арыскуп-Джусалы» протяженностью 176,1 км, по которому в 2003 году была начата транспортировка нефти.</p> <p>В 2003 году было завершено строительство нефтеналивного терминала</p>

Джусалы.

Тенгиз	2,7%	Долевая добыча нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на месторождениях Тенгизское и Королевское в 2003 году составила 344,2 тыс. тонн, попутного газа – 156,1 млн. куб. метров. Проходка в эксплуатационном бурении составила 32,5 тыс. метров. Эксплуатационный фонд на 1 января 2004 года составил 56 скважин, в том числе неработающих – 15.
--------	------	--

В 2003 году принято решение о возобновлении ТОО «Тенгизшевр-ойл» работ по проектам завода второго поколения, закачки сырого газа и буровых операций на Тенгизском и Королевском месторождениях.

Египет

Мелейя	12,0%	Долевая добыча Компании составила 42,9 тыс. тонн. Эксплуатационный фонд на 1 января 2004 года составил 86 скважин, в том числе простаивающих – 29.
--------	-------	--

Блок WEEM	50,0%	Долевая добыча нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» по проекту в 2003 году составила 255,1 тыс. тонн. Проходка в разведочном бурении в 2003 году составила 2,4 тыс. метров, в эксплуатационном – 7,2 тыс. метров. Эксплуатационный фонд на 1 января 2004 года составил 20 скважин, в том числе неработающих – 7. Введены в эксплуатацию 4 новые нефтяные скважины, средний дебит которых составил 171 тонн/сутки.
-----------	-------	---

Суэц	100,0%	В июне 2003 года в г. Каире между Министерством нефти Арабской Республики Египет и «ЛУКОЙЛ Оверсиз Египет Лтд.» подписано концессионное соглашение по геологии и разработке блоков Западный Гейсум и Северо-Восточный Гейсум, расположенных в Суэцком заливе. ОАО «ЛУКОЙЛ» выступает в них в роли оператора. В настоящее время проводятся тендеры по переработке сейсмических материалов, аэромагнитной съемке, осуществляется работа по подготовке тендера на морские сейсмические работы.
------	--------	---

Колумбия

Блок Кондор	70,0%	Закончен сбор геологогеофизической информации по блоку. В настоящее время готовится проведение сейсмических работ на наиболее перспективных структурах с последующей подготовкой к разведочному бурению.
-------------	-------	--

Ирак

Западная Курна-2	68,5%	Проект приостановлен.
------------------	-------	-----------------------

Иран

Анаран	25,0%	В феврале 2003 года подписано «Соглашение о субподряде» между ЛУКОЙЛ Оверсиз Анаран и Hydro Zagros Oil & Gaz AC о совместном участии в геологоразведке перспективного блока «Анаран». Соглашения вступило в силу 26 сентября 2003 года. В настоящее время осуществляется анализ данных сейсморазведки, проводится разведочное бурение и строительство транспортной инфраструктуры.
--------	-------	--

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

7.16 ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ**АК «Транснефть»**

ОАО «ЛУКОЙЛ» транспортирует большую часть своей нефти через магистральную трубопроводную систему АК «Транснефть».

Доступ к экспортной трубопроводной сети, принадлежащей компании «Транснефть», предоставляется на поквартальной основе, исходя из объемов добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемых объемов ее экспорта. Российские государственные органы ограничивают доступ к сети экспортных нефтепроводов в связи с необходимостью обеспечить положение, при котором достаточные объемы нефти оставались бы в России для удовлетворения внутренних потребностей страны, а также в связи с ограниченными пропускными возможностями сети нефтепроводов по транспортировке нефти.

Министерство промышленности и энергетики РФ распределяет доступ к сети трубопроводов для внутренних поставок между производителями нефти. Распределение трубопроводных мощностей для экспортных поставок осуществляется Министерством промышленности и энергетики РФ под контролем правительственной Комиссии по трубопроводам, отвечающей за распределение экспортных трубопроводных мощностей между производителями.

Тарифы за использование трубопроводов устанавливаются Федеральной службой по тарифам. Стоимость транспортировки нефти зависит от места расположения месторождения по отношению к конечному пункту назначения, т.е. протяженности используемого для транспортировки маршрута.

Нефть, которую ОАО «ЛУКОЙЛ» прокачивает через АК «Транснефть», смешивается с нефтью других нефтяных компаний, транспортирующих нефть через трубопроводы АК «Транснефть». В итоге, ОАО «ЛУКОЙЛ» и другие нефтяные компании продают нефть марки «Юралс», которая получается в результате смешивания в системе нефти различного типа и качества. Таким образом, цена, которую ОАО «ЛУКОЙЛ» получает за свою нефть, может быть ниже цены, которую Компания могла бы получить за нефть того же качества при транспортировке независимо от АК «Транснефть». Состав нефтяной смеси после прохождения через трубопроводы АК «Транснефть» может меняться, что может приводить к снижению стоимости нефти, добываемой Компанией.

В то же время дополнительные объемы могут быть направлены на экспорт, минуя систему «Транснефть», по железной дороге или морским транспортом. Кроме того, во втором квартале 2004 года Компания ввела в эксплуатацию первую очередь терминала на о. Высоцкий и осуществила первые товарные поставки сырой нефти через этот терминал. Таким образом, в первом полугодии 2004 года Компания экспортировала 8% добытой нефти (или 3 243 тыс. тонн) минуя систему «Транснефть», в том числе через собственную экспортную инфраструктуру. В 2003 году Компания экспортировала 7,1% добытой нефти (или 5 367 тыс. тонн), минуя систему АК «Транснефть». В основном, подобным образом экспортировалась нефть, добытая в Ненецком автономном округе и Калининградской области.

Другие трубопроводы

Чтобы избежать смешивания, которое происходит в системе АК «Транснефть» ОАО «ЛУКОЙЛ» использует альтернативные трубопроводы:

- ТПП «ЛУКОЙЛ-Урайнефтегаз» перекачивает легкую нефть из Западной Сибири в порт Туапсе на Черном море.
- Собственная сеть трубопроводов используется для транспортировки на Пермский НПЗ легкой сырой нефти, которую добывает ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». В 2002 году Компания завершила строительство нефтепродуктопровода «Пермь-Альметьевск-

Запад» протяженностью 337 км, который сократит существующую в настоящее время зависимость Пермского НПЗ от железнодорожной транспортировки на 1,5-1,8 млн. тонн в год.

- Трубопровод Харьяга-Уса соединяет «ЛУКОЙЛ-Коми» с трубопроводными мощностями АК «Транснефть». Пропускная способность трубопровода составляет 12 млн. тонн в год.
- Кроме того, учитывая близкое расположение добывающих мощностей Компании в Калининграде к морскому порту, Компания осуществляет транспортировку нефти, добываемой на территории Калининградской области, при помощи морского и железнодорожного транспорта, не используя систему АК «Транснефть».
- ОАО «ЛУКОЙЛ» использует для транспортировки нефти Балтийскую трубопроводную систему (БТС) - новое независимое российское экспортное направление по транспортировке нефти через нефтеналивной порт Приморск. Первая очередь БТС производительностью 12 млн. тонн нефти в год была успешно завершена и введена в эксплуатацию в декабре 2001 года, затем, постепенно расширяясь, в феврале 2004 года БТС достигла производительности 42 млн. тонн. Заложенными в проект техническими решениями предусматривается возможность дальнейшего развития БТС до 62 млн. тонн в год.
- «ЛУКАРКО» владеет 12,5% в Каспийском Трубопроводном Консорциуме (КТК), который завершил строительство 1 500 километрового нефтепровода для транспортировки сырой нефти с месторождения Тенгиз в Казахстане до порта Новороссийск на Черном море в России. В настоящий момент трубопровод имеет пропускную мощность около 82 192 тонн в день, которая, по оценкам, может быть расширена до около 0,21 млн. тонн в день путем добавления насосных станций, танкерных терминалов и морских погрузочных объектов.

В октябре 2003 года по нефтепроводной системе КТК начата перекачка нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» с месторождения Кумколь в Казахстане.

В целях снижения затрат на транспортировку нефти с месторождения Кумколь была построена нефтепроводная система Кумколь-Арыскум-Джусалы протяженностью 176,1 км. Компания получила разрешение Министерства энергетики и минеральных ресурсов на эксплуатацию трубопровода. В 2003 году завершено строительство железнодорожного нефтеналивного терминала Джусалы.

ОАО «ЛУКОЙЛ» также разрабатывает проект магистрального нефтепровода, который позволит соединить Волгоградский НПЗ и КТК. Нефтепровод позволит поставлять легкую нефть с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» и западно-сибирскую нефть на экспорт через систему КТК. Разработанная Декларация о намерениях по строительству нефтепровода согласована с администрациями Волгоградской и Астраханской областей, Республики Калмыкия. В декабре 2003 года была окончена разработка технико-экономического обоснования плана строительства.

Потенциальные трубопроводы в России

Сотрудничество с ConocoPhillips

ОАО «ЛУКОЙЛ» подписало меморандум о взаимопонимании с *ConocoPhillips* относительно строительства трубопроводной системы, которая соединит Западную Сибирь с терминалом в Варандее на Баренцевом море. В настоящее время разработанное технико-экономическое обоснование проекта находится на рассмотрении у Правительства РФ.

В апреле 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» подписало декларацию о намерениях совместно с ОАО «ЮКОС», ОАО «ТНК», ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Сибнефть» относительно строительства Мурманской трубопроводной системы (МТС) с администрациями регионов, через территории которых будет проходить МТС: Республика Коми, Республика Карелия, Архангельская, Свердловская, Вологодская и Мурманская области и Ханты-Мансийский автономный округ. В июле 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» и другие участники проекта строительства МТС подготовили проект технико-экономического обоснования, которое будет представлено на рассмотрение АК «Транснефть», ведущему разработчику МТС. Ожидается, что подготовка документации по МТС будет завершена в сентябре 2005 года.

Транспортировка газа

Транспортировка газа, добываемого Компанией, осуществляется через трубопроводную систему ОАО «Газпром», с использованием флота судов, железнодорожного и грузового транспорта. Большая часть газового конденсата прокачивается через магистральную трубопроводную систему ОАО «Газпром», являющегося монопольным оператором магистральных газопроводов России.

В ноябре 2002 года ОАО «ЛУКОЙЛ» подписало соглашение о стратегическом партнерстве с ОАО «Газпром» на период с 2002 по 2005 годы. Соглашение предусматривает различные формы сотрудничества в области транспортировки природного и ассоциированного газа через транспортную систему ОАО «Газпром».

В июле 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» подписали соглашение о создании совместного предприятия ООО «ЦентрКаспнефтегаз» на паритетных началах для разработки Каспийского шельфа. ООО «ЦентрКаспнефтегаз» получило разрешение Правительства РФ на разработку Центральной геологической структуры в Каспийском море совместно с ЗАО «НК «КазМунайГаз», которое получило аналогичное разрешение от Правительства Казахстана.

Потенциальные трубопроводы за рубежом

В настоящее время углеводородное сырье экспортируется с Каспийского моря по северному маршруту через Азербайджан и Россию до российского порта Новороссийск на Черном море и по западному маршруту через Азербайджан и Грузию до черноморского порта Супса. Когда в результате разработки месторождений объемы добычи увеличатся, экспортная мощность существующей инфраструктуры будет недостаточной. Для решения вопроса о дополнительной пропускной мощности были предложены следующие варианты:

- Южный маршрут от Баку через Тбилиси (Грузия) до средиземноморского порта Джейхан в Турции;
- Расширение пропускной мощности северного маршрута до Новороссийска.

Возможными вариантами решения проблемы являются расширение пропускной мощности западного маршрута от Баку до Супсы и договор об обмене нефтью с Ираном. Последний вариант, предложенный Ираном, предполагает транспортировку нефти баржами для потребления в северном Иране и поставку равного количества нефти с иранских нефтяных месторождений, расположенных южнее, в обмен на каспийскую нефть. Компании и правительства соответствующих стран пытаются обеспечить достаточные объемы поставок нефти для поддержания коммерческой целесообразности экспортных маршрутов. В то же время возможность транспортировки нефти через различные трубопроводы необходима для

диверсификации рисков, связанных с разработкой и экспортом нефтяных ресурсов, добываемых вдали от морских портов.

Терминалы

В условиях недостатка экспортных трубопроводных мощностей системы АК «Транснефть» Компания развивает собственные экспортные мощности, в частности морские терминалы.

Варандейский залив

Нефтяной терминал Варандей построен в 2000 году в 4 км от порта Варандей и соединен с береговыми нефтяными резервуарами подводным дюкером, по которому перекачивается нефть. В 2003 году экспорт нефти через Варандейский терминал составил 382 тыс. тонн (в 2 раза больше, чем в 2002 году). Для увеличения экспорта планируется строительство ледостойкого терминала на большей глубине. По оценкам Компании, после завершения строительства мощность морского терминала будет составлять до 12 млн. тонн в год. В настоящее время Компания осуществляет транспортировку нефти на терминал железнодорожным транспортом, а с терминала - ледокольными танкерами через Баренцево море в голландский порт Роттердам.

Высоцкий терминал

В 2002 году начато строительство распределительно-перевалочного комплекса на о. Высоцкий (Ленинградская обл.). В 2003 году продолжалось строительство береговых сооружений, а также морской части комплекса. Эта фаза работ включает в себя углубление дна акватории и фарватера (судоходный путь длиной 40 миль); строительство трех причалов и более чем стометровой дамбы, соединяющей островок Дединец с основным островом Высоцкий; укрепление береговой линии. Глубина акватории позволит подходить к берегу судам грузоподъемностью до 47 тыс. тонн, а после выхода комплекса на полную мощность — до 80 тыс. тонн. Стратегия ОАО «ЛУКОЙЛ» в отношении этого терминала предусматривает завершение его строительства в 2004 году и его использование для погрузки нефтепродуктов с целью их дальнейшей транспортировки на АЗС Компании в США. Первая очередь терминала мощностью 4,7 млн. тонн в год была введена в эксплуатацию в июне 2004 года.

Астраханский терминал

В октябре 2003 года в поселке Ильинка (Астраханская область) ОАО «ЛУКОЙЛ» ввело в эксплуатацию первую очередь экспортного нефтетерминала мощностью до 1 млн. тонн в год. Отгрузка нефти и нефтепродуктов осуществляется с помощью двухсторонней железнодорожной эстакады на 50 вагоно-цистерн. Нефть и светлые нефтепродукты поступают на терминал по железной дороге с последующей перевалкой на танкеры типа «река-море».

В ходе строительства терминала были реконструированы 4 резервуара общей емкостью 40 тыс. куб. метров, насосная станция и причал. Проект предусматривает также строительство дополнительных резервуаров объемом 60 тыс. тонн. Планируется, что на полную мощность (3 млн. тонн нефти и нефтепродуктов в год) терминал выйдет в 2005 году.

Терминал в Астраханской области позволяет осуществлять перевалку нефтепродуктов как с железнодорожного транспорта на танкеры, так и с водного транспорта в железнодорожные цистерны. Новый терминал в Астраханской области позволит

Компании сократить дефицит перевалочных мощностей и снизить расходы на перевалку грузов. ОАО «ЛУКОЙЛ» намерено использовать этот терминал в том числе и для поставок нефти и нефтепродуктов в Иран по схеме замещения.

Морской и речной транспорт

По состоянию на 1 августа 2004 года собственный флот ОАО «ЛУКОЙЛ» состоял из 10 танкеров ледового класса. Общая грузоподъемность танкерного флота Компании составляет около 180 тысяч тонн. Ледокольные танкеры Компании могут эксплуатироваться в северных и арктических морях. С помощью этих танкеров ОАО «ЛУКОЙЛ» начало реализацию стратегической задачи по обеспечению круглогодичного экспорта сырой нефти и газового конденсата, добытого Компанией в Тимано-Печорском регионе. Однако, в связи с тем, что строительство терминала и необходимой инфраструктуры в Варандейском заливе не завершено, ОАО «ЛУКОЙЛ» не имеет в настоящее время возможности в полном объеме использовать свой танкерный флот для транспортировки сырья из Тимано-Печорского региона.

Все суда ОАО «ЛУКОЙЛ» по своим характеристикам отвечают требованиям международных конвенций, имеют двойной корпус, строились под наблюдением ведущих классификационных обществ и имеют свидетельства об их соответствии требованиям Международного кодекса по управлению безопасной эксплуатацией судов и предотвращением загрязнения моря (МКУБ), являющегося составной частью Международной конвенции по охране человеческой жизни на море (СОЛАС). Эксплуатацию судов осуществляет дочернее общество – ОАО «ЛУКОЙЛ-Арктик-Танкер», имеющее свидетельства о соответствии компании требованиям МКУБ и международного стандарта ИСО 9002 (ISO 9002).

Железнодорожный транспорт

В 2003 году транспортировка сырой нефти железнодорожным транспортом составила 9% от общего объема экспорта сырой нефти. В дальнейшем Компания планирует расширять возможности транспортировки железнодорожным транспортом для сокращения зависимости от АК «Транснефть».

Вывоз нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» железнодорожным транспортом осуществляется в настоящее время на экспорт по следующим направлениям:

- ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» – со станции Татьяна на порты Керчь (Украина) и Астрахань;
- ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» – со станции Зеледино на порты Прибалтики, Керчь (Украина);
- ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» – со станции Ветласяя на порты Прибалтики, в Финляндию, а также в порт Витино.

В перспективе планируется осуществлять вывоз нефти на экспорт с ООО «Пермнефтеоргсинтез» со станции Осенцы.

Железнодорожным парком Компании оперирует дочернее предприятие ЗАО «Транспортная компания «ЛУКОЙЛ-Транс», в распоряжении которого имеется около 5 500 собственных вагонов для перевозки нефти и нефтепродуктов.

ЗАО «Транспортная компания «ЛУКОЙЛ-Транс» является действительным членом Российской Ассоциации Международных экспедиторов (РАМЭ) и Ассоциированным

членом ФИАТА (FIATA). В состав ЗАО «ЛУКОЙЛ-Транс» входят Волгоградский, Нижегородский, Пермский и Ухтинский филиалы, а также Саратовский участок и вагоноремонтный завод.

7.17 ПЕРЕРАБОТКА

В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» переработал 43,5 млн. тонн нефти, что на 3,1% ниже уровня 2002 года. Доля собственных НПЗ в совокупном объеме переработки составила 97,2% или 42,3 млн. тонн. Объем производства нефтепродуктов в 2003 году сохранился на уровне 2002 года и составил 39,2 млн. тонн. В первом полугодии 2004 года объем переработки нефти составил 21,1 млн. тонн, производство нефтепродуктов составило 19,7 млн. тонн, увеличившись на 3,5% по сравнению с аналогичным периодом 2003 года. Российские НПЗ Группы увеличили производство на 4,3%.

Таблица 16.: Производство нефтепродуктов ОАО «ЛУКОЙЛ»

	(млн. тонн)					
	2002	2003	Изм.	6 мес. 2003	6 мес. 2004	Изм.
В России	32,3	32,4	0,4%	15,8	16,5	4.3%
За рубежом	6,9	6,8	-1,5%	3,3	3,2	-0.9%
Всего	39,2	39,2	0,0%	19,1	19,7	3.5%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Стратегическими целями ОАО «ЛУКОЙЛ» в области переработки нефти являются:

- Увеличение производства и повышение качества нефтепродуктов;
- Выход на прибыльные рынки Центральной и Юго-Восточной Европы;
- Увеличение эффективности операций за счет кооперации и перераспределения функций между НПЗ Компании;
- Оптимизация взаимодействия между нефтеперерабатывающими и сбытовыми предприятиями Компании.

Компания владеет значительными нефтеперерабатывающими мощностями в России и за рубежом. В России Компании принадлежат четыре крупных НПЗ – в Перми, Волгограде, Ухте и Нижнем Новгороде. Совокупный объем мощностей по переработке на выше перечисленных НПЗ составляет примерно 40,8 млн. тонн в год. Зарубежные НПЗ Компании располагаются на Украине, в Болгарии и Румынии, их совокупный объем мощностей по переработке составляет около 17,8 млн. тонн в год.

Таблица 17.: Мощности перерабатывающих заводов

НПЗ	Мощность по переработке	(млн.тонн)		
		Пропускная мощность		
		2001	2002	2003
В России				
Пермь	12,0	10,7	11,1	11,0
Волгоград	10,1	8,3	8,4	7,7
Ухта	3,7	3,5	3,6	3,6
НОРСИ ¹	14,9	6,7	10,6	11,7
Мини и другие НПЗ	0,4	0,2	0,2	0,2
За рубежом				
Одесса	3,6	2,2	2,5	2,8
ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас				
АД	10,7	5,4	5,2 ³	5,2
Петротел-ЛУКОЙЛ С.А. ²	3,5	0,9	-	-
Всего	58,8	37,8	41,4	42,1

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечания:

¹ В настоящее время Компания владеет 80,3% пакетом акций в НПЗ НОРСИ.

² «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» прекратил работать в августе 2001 года и в настоящее время не работает. До своего закрытия «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» мог перерабатывать 4,5 млн. тонн в год. Компания не владела и не контролировала этот НПЗ до 2001 года.

³ Включая около 0,2 млн. тонн жидкого топлива, поступившего с НПЗ в Одессе.

Переработка нефти на территории России

В 2003 году на российских НПЗ Компании было переработано 34,3 млн. тонн нефти, загрузка производственных мощностей составила 83,2%. Доля переработки нефти на российских заводах Компании составила 78,9% от совокупного объема переработки нефти в 2003 году, что на 2,9% выше уровня 2002 года. В первом полугодии 2004 года российские НПЗ ОАО «ЛУКОЙЛ» переработали 17,4 млн. тонн. Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в общем объеме переработки нефти по России составила 19,3%, что выше соответствующего периода прошлого года на 0,6%.

Глубина переработки на четырех российских предприятиях Компании составила 73,6%, что превышает средний показатель по России (70,3%). Безвозвратные потери нефти и нефтепродуктов по НПЗ Компании были снижены в 2003 году и составили 0,80% при 0,91% в 2002 году. Выход светлых нефтепродуктов сохранился на уровне 2002 года и составил около 50%.

Таблица 18.: Производство товарных нефтепродуктов ОАО «ЛУКОЙЛ» в России

	2001	2002	2003
Бензин	3,9	4,4	4,0
Дизельное топливо	7,5	9,8	8,9
Топливо для реактивных двигателей	1,7	1,6	1,6
Топочный мазут	7,1	9,2	8,5
Масла и смазочные материалы	1,1	1,1	1,2
Прочие нефтепродукты ¹	6,7	1,7	1,7
Всего²	28,0	27,8	25,9

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечания:

¹ Включая битум, топочный мазут, кокс и другие продукты.

² Включая мини НПЗ.

По основным видам нефтепродуктов доля Компании составляет значительную величину в общем объеме производства в России: по коксу - 48,8%, маслам – 44,5%, битуму - 32,8%, авиакеросину - 22,9%, дизельному топливу – 17,7%, автобензинам - 14,7% и мазуту - 17%. Волгоградский НПЗ является единственным производителем уайт-спирита в России.

В 2003 году нефтеперерабатывающие заводы ОАО «ЛУКОЙЛ» продолжили работу по обновлению ассортимента товарных нефтепродуктов с улучшенными эксплуатационными и экологическими характеристиками.

В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» стало первой российской компанией, начавшей производство реактивного топлива Джет А-1 (Jet A-1). Для выполнения технических требований Международной ассоциации воздушного транспорта ОАО «ЛУКОЙЛ» разработало корпоративный стандарт на выработку реактивного топлива Джет А-1, а компания BVQI сертифицировала систему менеджмента качества ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» на соответствие требованиям международного стандарта ISO9001:2000. В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» начало поставки реактивного топлива

Джет А-1 зарубежным авиакомпаниям, совершающим регулярные рейсы в аэропорты Российской Федерации.

В рамках программы по повышению качества продукции Компания наращивает производство высокооктановых автобензинов и дизельного топлива с низким содержанием серы. Доля высокооктановых автобензинов в общем объеме производства автобензинов увеличилась на 6,8% по сравнению с 2002 годом и достигла 57,4%. Прирост производства высокооктановых автобензинов к уровню 2002 года по российским НПЗ Компании составил 102,5 тыс. тонн (или 4,7%).

В 2003 году выработка экологически чистого дизельного топлива (с содержанием серы 0,05 и 0,035%) увеличилась на 1 052 тыс. тонн, его доля в общем объеме производства дизельного топлива составила 23% по сравнению с 11% в 2002 году. Производственные мощности Компании позволяют вырабатывать больше экологически чистого дизтоплива, однако его выпуск ограничен возможностями сбыта продукции.

Пермь

ОАО «ЛУКОЙЛ» приобрело Пермский НПЗ в 1993 году и владеет 100% его уставного капитала. НПЗ был построен в 1958 году, и в настоящий момент его перерабатывающие мощности составляют 12 млн. тонн в год.

НПЗ перерабатывает тяжелую нефть с высоким и низким содержанием серы. Пермский НПЗ производит целый ряд нефтепродуктов, включая бензин, реактивное топливо, дизельное топливо, масла и смазки, топочный мазут, электродный нефтяной кокс. Мощности завода включают в себя установки каталитического крекинга, каталитического риформинга, замедленного коксования и гидродесульфуризации. В 2003 году было завершено строительство установки гидрокрекинга «T-star».

В 2003 году на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» основные работы проводились на строительстве комбинированной установки гидрокрекинга с производством водорода и серы, запуск которой намечен на 2004 год.

ОАО «ЛУКОЙЛ» поставляет нефть на Пермский НПЗ со своих месторождений по всей России по трубопроводной системе, по которой нефть поступает на собственную нефтебазу НПЗ. С Пермского НПЗ продукция может вывозиться по железной дороге, танкерами речного класса или автотранспортом. Кроме того, в 2002 году ОАО «ЛУКОЙЛ» построило продуктопровод Пермь-Андреевка-Запад, который позволил сократить транспортные расходы Компании на 1,5-1,8 млн. долл. в год.

Волгоград

ОАО «ЛУКОЙЛ» приобрело Волгоградский НПЗ в 1993 году и является владельцем 100% его уставного капитала. НПЗ был построен в 1958 году, и в настоящее время представляет собой производственный комплекс с мощностью по переработке 10,1 млн. тонн в год.

НПЗ перерабатывает тяжелую нефть с высоким и низким содержанием серы. Мощности завода включают в себя установки каталитического риформинга, замедленного коксования и гидродесульфуризации, которые позволяют получать из нефти бензин, дизельное топливо, электродный нефтяной кокс, масла и смазочные

материалы, и прочие продукты нефтепереработки. Кроме этого, в 2000 году на Волгоградском НПЗ была введена в строй первая очередь установки гидроочистки дизельного топлива, предназначенная для выработки дизельного топлива с пониженным содержанием серы. В 2001 году ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило строительство газоперерабатывающей установки мощностью 240 тыс. тонн природного газового конденсата в год.

Инвестиционная программа по реконструкции Волгоградского НПЗ предусматривает строительство нового цеха каталитического риформинга с мощностью переработки 1 млн. тонн в год, который позволит повысить качество бензина, производимого Волгоградским НПЗ.

В 2003 году на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» в рамках реконструкции установки производства масел КМ-3 была смонтирована новая система управления, линия затаривания масел в 200-литровые бочки и парк хранения товарных масел, что позволило значительно увеличить выпуск товарных масел — их производство в 2003 году выросло по сравнению с 2002 годом на 42 тыс. тонн (47%).

Поставка нефти на Волгоградский НПЗ осуществляется трубопроводным, железнодорожным и речным транспортом, а транспортировка нефтепродуктов с НПЗ осуществляется по железной дороге, танкерами речного класса или автотранспортом.

Ухта

ОАО «ЛУКОЙЛ» приобрело Ухтинский НПЗ в конце 1999 года. НПЗ был построен в 1933 году, его перерабатывающие мощности составляют 3,7 млн. тонн в год.

НПЗ перерабатывает тяжелую нефть с высоким и низким содержанием серы. Ухтинский НПЗ производит бензин, дизельное топливо, сжиженный нефтяной газ, масла и смазочные материалы. Мощности завода включают в себя установки первичной переработки, каталитического риформинга и производства сжиженного нефтяного газа.

В 2000 году на Ухтинском НПЗ была введена в строй новая железнодорожная эстакада налива светлых нефтепродуктов и в 2001 году был завершен проект модернизации основной установки первичной переработки нефти.

В 2003 году ОАО «Ухтанефтепереработка» после ввода в эксплуатацию комплекса гидродепарафинизации дизельного топлива перешло на выпуск зимних и арктических марок дизельного топлива, включая топлива, соответствующие стандарту EN-590. После введения в строй нового факельного хозяйства предприятие существенно снизило выбросы в окружающую среду.

Сырая нефть поставляется на Ухтинский НПЗ трубопроводным и железнодорожным транспортом. До момента отгрузки нефтепродукты хранятся на собственной нефтебазе и транспортируются по железной дороге.

Нижний Новгород

В октябре 2001 года ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило приобретение НПЗ «НОРСИ». НПЗ располагает мощностями по переработке в объеме 14,9 млн. тонн в год.

Мощности НПЗ включают блоки первичной переработки, каталитического риформинга, гидродепарафинизации и блок производства масел. После завершения строительства установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора в 2003 году, мощность блока каталитического риформинга достигла перерабатывать 2,5 млн. тонн в год. НПЗ «НОРСИ» находится близко как к Нижнему Новгороду, так и к Москве – двум крупнейшим рынкам нефтепродуктов в России.

В 2003 году на ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» после реконструкции было введено в эксплуатацию производство парафина. Это единственное в России крупнотоннажное производство пищевых высокоочищенных парафинов. Модернизация производства позволила увеличить объем выработки и экспорта парафина и при этом значительно сократить затраты на производство за счет снижения удельных расходов реагентов.

НПЗ соединен продуктопроводом с государственной системой «Транснефтепродукт», что дает ему конкурентное преимущество по сравнению с транспортировкой по железной дороге.

Прочие НПЗ

Компания также использует и другие НПЗ в России для переработки нефти по договорам. Тем самым, по мере необходимости, Компания получает дополнительные мощности. К числу таких НПЗ относятся Московский НПЗ и «Салаватнефтеоргсинтез» в Башкортостане.

Нефтепереработка за рубежом

В 2003 году на зарубежных НПЗ Компании было переработано 8 млн. тонн нефти, что на 3,9% выше уровня 2002 года. Мощности зарубежных заводов ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2003 году были загружены в среднем на 56% (Одесский НПЗ и «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД»). В первом полугодии 2004 года зарубежные НПЗ Компании переработали 3,7 млн. тонн нефти.

Таблица 19.: Производство товарных нефтепродуктов ОАО «ЛУКОЙЛ» за рубежом

	(млн. тонн)		
	2001	2002	2003
Бензин	1,3	1,3	1,8
Дизельное топливо	2,6	2,4	2,8
Топливо для реактивных двигателей	0,2	0,1	0,2
Топочный мазут	2,1	2,1	1,9
Масла и смазочные материалы	-	0,01	0,01
Прочие нефтепродукты ¹	1,1	1,0	1,6
Всего	7,3	6,9	8,3

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечание:

¹ Включая битум, масло для судовых двигателей, кокс и прочие масла.

В течение последних лет Компания приобрела три зарубежных нефтеперерабатывающих завода. В 2001 году Компанией была принята программа развития зарубежных НПЗ на период до 2005 года, в соответствии с которой три НПЗ будут составлять единый интегрированный производственно-технологический комплекс.

Одесса

ОАО «ЛУКОЙЛ» приобрело Одесский НПЗ (Украина) в 1999 году. НПЗ был построен в 1937 году, и в настоящее время его перерабатывающие мощности составляют 3,6 млн. тонн в год. После реконструкции будет оптимизирована загрузка по объему перерабатываемой нефти, вырастет выход светлых нефтепродуктов при увеличении глубины переработки с 48% до 67%.

В соответствии с интеграционной схемой глубокой переработки нефти на предприятиях зарубежного блока с Одесского НПЗ (Украина) продолжалась поставка мазута в Бургас (Болгария). Эти операции позволяют достигать существенного синергетического эффекта при использовании производственных мощностей украинского и болгарского НПЗ в единой производственной цепочке. Согласно программе кооперации, вакуумный газойль с Одесского НПЗ поставлялся в Плоешти, а продукты первичной переработки – на нефтехимический концерн «Ориана».

НПЗ перерабатывает тяжелую нефть с высоким и низким содержанием серы. Сырая нефть поставляется на завод по трубопроводу. Поставка продуктов нефтепереработки с Одесского НПЗ может осуществляться автомобильным, железнодорожным и трубопроводным транспортом в одесский морской порт. Одесский НПЗ продает приблизительно 40% своей продукции на внутреннем рынке Министерству обороны и сельхозпредприятиям, а остальные 60% отправляет на экспорт.

Нефтохим

В 1999 году ОАО «ЛУКОЙЛ» приобрело НПЗ «Нефтохим», расположенный в Бургасе (Болгария). «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» (НПЗ «Нефтохим») – крупнейшее на Балканах предприятие по нефтепереработке, в состав которого входят нефтеперерабатывающий и нефтехимический заводы и завод полимеров. Предприятие построено по российскому проекту и эксплуатируется с 1964 года. Проектная мощность предприятия – 10,7 млн. тонн в год. Завод рассчитан на переработку нефти с содержанием серы 1,5%. Глубина переработки достигает 70%. В настоящее время Компания поставляет на комбинат до 100% нефти.

Это единственный НПЗ в Болгарии. Доля НПЗ «Нефтохим» на рынке Болгарии по продуктам нефтепереработки составляет 100%.

«ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД» производит ряд продуктов, включая бензин, топливо для реактивных двигателей, дизельное топливо, топочный мазут и нефтяной кокс топливной категории. Мощности завода включают установки первичной переработки, жидкофазного каталитического крекинга, каталитического риформинга, термокрекинга, замедленного коксования, гидродесульфуризации и производства мазута. НПЗ также располагает нефтехимическим производством и полимеризационной установкой для производства нефтехимических продуктов.

НПЗ «Нефтохим» расположен в 30 км от морского терминала на Черном море. Это позволяет НПЗ получать нефть морем и отгружать продукцию морем, автотранспортом, по железной дороге или через продуктопроводы. 75% продукции НПЗ «Нефтохим» реализуется на рынке Болгарии, и одна четвертая идет на экспорт – в основном, в Турцию.

В настоящее время ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет обширную инвестиционную программу на НПЗ. Инвестиционная программа включает модернизацию НПЗ, в том числе реконструкцию установки каталитического риформинга, реконструкцию установки каталитического крекинга, и реконструкцию установки атмосферно-вакуумной перегонки.

С 2003 года «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» полностью перешло на выпуск высокооктановых неэтилированных бензинов (доля этилированных бензинов в общем объеме их производства в 2002 году составила 3,3%, в 2001 году – 17,6%) и увеличило производство экологически чистого дизельного топлива с содержанием серы ниже 0,035% (с 30,4 до 32,6%). Проведенная реконструкция и замена катализатора на установке гидроочистки дизельного топлива позволила наладить производство дизельного топлива в соответствии с требованиями стандарта EN-590 (Евро-2). На НПЗ также была завершена реконструкция установки каталитического крекинга с заменой катализаторов на более эффективные. В результате, выросла мощность установки, с 1,5 до 2,0 млн. тонн в год, и увеличился выход основных продуктов (бензина и дизельного топлива) и пропан-пропиленовой фракции.

Петротел

В середине января 1998 года ОАО «ЛУКОЙЛ» одержало победу в тендере на право приобретения контрольного пакета акций нефтеперерабатывающего завода «Петротел» в городе Плоешти (Румыния). Этот НПЗ является одним из крупнейших предприятий в стране. Завод был построен в 1927 году. Проектная мощность по первичной переработке нефти составляет 3,5 млн. тонн в год. Глубина переработки сырья достигает 85-87%.

На НПЗ нефть поступает по нефтепроводу из порта Констанца (Черное море) и по железной дороге. В номенклатуру производимой продукции входят все виды бензинов, авиационный керосин, мазут, кокс, битум, дизельное топливо, смазочные масла и присадки к ним, продукты нефтехимии.

Отгрузка готовой продукции может производиться по железной дороге с установки точечного налива мощностью 5 тыс. тонн в сутки. Завод подключен к разветвленной сети нефтепродуктопроводов, которая позволяет доставлять нефтепродукты на внутренний рынок и на экспорт с перевалкой в порту Констанца. Традиционные рынки сбыта – Румыния, Украина, Югославия, Молдавия и Турция.

В 1999 году в Румынии начался спад, который привел к значительному снижению спроса на нефтепродукты, в результате чего спрос оказался значительно ниже, чем общая мощность по переработке нефти в стране. В результате, ведущий производитель сырой нефти в Румынии снизил трансфертные цены на сырую нефть для своих собственных НПЗ. Установившиеся вследствие этого более низкие цены на нефтепродукты фактически вытеснили «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» с внутреннего рынка, и его доля на рынке упала с 38% в 1999 году до 6% в 2001 году. В августе 2001 года Компания прекратила эксплуатировать НПЗ ввиду продолжающихся значительных убытков.

Компания наняла «Пурвин энд Герц Инк», международного консультанта в области энергетики, для проведения анализа отрасли переработки нефти в Румынии и конкурентной позиции «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» В результате такого исследования

ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло комплексный план реконструкции, направленный на улучшение качества производимого бензина и приведение его в соответствие со стандартами Европейского Союза. По состоянию на 1 января 2004 года, Компания инвестировала около 106 млн. долларов в реконструкцию «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.»

Проведенная на заводе реконструкция предусматривала:

- Реконструкцию топливной части завода для получения моторных топлив европейского качества (Евро-3 и Евро-4);
- Реконструкцию действующих установок и ТЭЦ для снижения энергопотребления;
- Проведение ряда мероприятий по охране окружающей среды и по снижению потерь нефтепродуктов;
- Автоматизацию производства для сокращения численности персонала.

После реконструкции на заводе будет осуществлен переход на выпуск моторных топлив по европейским стандартам. Компания обращает особое внимание на природоохранную деятельность предприятия. Пуск завода состоялся в октябре 2004 года.

Переработка газа

В состав Группы «ЛУКОЙЛ» входят четыре газоперерабатывающих завода общей мощностью 2,6 млрд. куб. метров газа, осуществляющих переработку нефтяного газа в товарный газ и жидкие углеводороды.

Таблица 20.: Мощности ОАО «ЛУКОЙЛ» по переработке газа

Завод	Расположение	Мощность	
		переработка газа, млн. куб. м/год	переработка жидких углеводородов, тыс. т/год
Локосовский ГПЗ	г. Лангепас (Западная Сибирь)	1 070	—
Пермнефтегазпереработка	г. Пермь	500	480
Коробковский ГПЗ	г. Котово (Волгоградская обл.)	400	160
Усинский ГПЗ	г. Усинск (Коми)	700	—

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» произвело 2 382 тыс. тонн товарной продукции, что на 6,1% выше уровня 2002 года: 1 835 куб. метров отбензиненного газа, 450 тыс. тонн сжиженных газов и 134 тыс. тонн жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции).

Газоперерабатывающие предприятия ОАО «ЛУКОЙЛ» выпускают следующие виды продукции:

- Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения;
- Газы углеводородные сжиженные для коммунально-бытового потребления, включая технический пропан, смесь технических пропана и бутана, технический бутан;
- Газы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт, включая технический пропан, смесь технических пропана и бутана, технический бутан;
- Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта.

«Локосовский газоперерабатывающий завод» в настоящее время является основным заводом Компании по переработке газа в России, и его мощности по переработке газа в

объеме 1 070 тыс. куб. метров в год составляют 46,7% от совокупных мощностей Компании по переработке газа.

В качестве сырья на газоперерабатывающих заводах используется нефтяной газ, жирный газ, широкая фракция легких углеводородов, смесь легких углеводородов, смесь легких углеводородов многокомпонентная. В 2003 году газоперерабатывающими заводами ОАО «ЛУКОЙЛ» было переработано 2 172 млн. куб. метров нефтяного газа, 97 млн. куб. метров жирного газа и 360 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов.

Нефтехимия

С 1997 года Компания активно развивает сектор нефтехимии в соответствии со стратегической концепцией развития ОАО «ЛУКОЙЛ», реализуя задачу диверсификации портфеля продуктов. Устойчивый спрос на нефтехимическое сырье и более высокая добавленная стоимость продуктов уменьшает одностороннюю зависимость ОАО «ЛУКОЙЛ» от топливных рынков в условиях нестабильности цен на рынках нефти и нефтепродуктов. Компания намерена продолжать развивать данное направление посредством приобретения новых мощностей.

ОАО «ЛУКОЙЛ» удовлетворяет значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров, одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 50 стран мира, включая страны Европы, Азии, Африки и Америки. Базовыми предприятиями нефтехимического производства Компании являются:

- ООО «Ставролен» (г. Буденновск);
- ООО «Саратоворгсинтез»;
- ЗАО «ЛУКОР» (Украина, г. Калуш);
- «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» (Болгария);
- «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» (Румыния).

За нефтехимическое производство отвечает дочерняя компания ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтехим» («Нефтехим»). Через «Нефтехим» Компания владеет нефтехимическими заводами «Ставролен» и «Саратоворгсинтез» в России и ЗАО «ЛУКОР» в Украине. Компания экспортирует около 30% от общего объема производимой «Нефтехимом» продукции. Кроме того, нефтеперерабатывающие заводы «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» также оснащены оборудованием для производства нефтехимической продукции.

В настоящее время Компания занимает ведущее место в нефтехимической отрасли России, стран СНГ и всей Восточной Европы, являясь:

- Крупнейшим в Восточной Европе производителем олефинов (суммарные мощности составляют более 1 млн. тонн в год);
- Крупнейшим в Восточной Европе производителем полиэтилена (суммарные мощности – 480 тыс. тонн в год);
- Крупнейшим в Восточной Европе и единственным в России производителем НАК – сырья для производства синтетических волокон (по мощности – четвертое крупнейшее производство в Европе);
- Владельцем крупнейшего в Европе завода винилхлорида-мономера (мощность – 370 тыс. тонн в год);
- Единственным в России производителем ПАН-волокна.

Компания производит на предприятиях России и Украины продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы. В 2003 году на нефтехимических предприятиях Компании в России и Украине произведено более 1,76 млн. тонн продукции. Основной нефтехимической продукцией является полиэтилен, объем производства которого составил 356,3 тыс. тонн в 2003 году.

На болгарском предприятии «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» в 2003 году было выработано 371,5 тыс. тонн нефтехимической продукции, в том числе 147,7 тыс. тонн продукции органического синтеза и 223,8 тыс. тонн полимеров.

Таблица 21.: Выпуск нефтехимической продукции на предприятиях ОАО «ЛУКОЙЛ» в России и Украине

	(тыс. тонн)		
	2001	2002	2003
<i>Полимеры и мономеры</i>			
Полиэтилен	298,1	366,5	356,3
Синтетическое волокно	11,6	13,5	21,2
Винилацетат	0,0	30,7	42,5
Винилхлорид	70,7	120,7	173,2
<i>Всего</i>	<i>380,4</i>	<i>531,4</i>	<i>593,2</i>
<i>Продукция органического синтеза</i>			
Бензол	118,7	151,1	156,7
Фенол, ацетон	39,6	31,1	36,8
Метилметакрилат	20,6	20,7	23,8
Нитрил акриловой кислоты	83,5	122,2	117,7
Сульфат аммония	56,5	50,3	60,7
<i>Всего</i>	<i>318,9</i>	<i>375,4</i>	<i>395,7</i>
<i>Продукция пиролиза и топливные фракции</i>			
Пропилен	162,0	220,7	233,1
Этилен товарный	32,4	47,5	52,6
Фракция бутилен-бутадиеновая	106,6	143,7	147,6
Фракция C5-C9	71,2	101,6	108,4
Смола нефтяная тяжелая	86,2	127,2	133,7
<i>Всего</i>	<i>458,4</i>	<i>640,7</i>	<i>675,4</i>
Прочее	37,2	84,7	99,5
Всего	1 194,9	1 632,2	1 763,8

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

На предприятиях нефтехимии было переработано 2,26 млн. тонн сырья, что на 6% выше уровня прошлого года, в том числе пиролизного сырья 1,68 млн. тонн. ОАО «ЛУКОЙЛ» работает над замещением дистиллятных фракций, направляемых на пиролиз, более дешевым газовым сырьем. В 2003 году доля газового сырья составила 18,1% (против 14,2% в 2002 году). Обеспечение предприятий сырьем на 77% покрывалось за счет ресурсов предприятий Группы. Уровень использования производственных мощностей на трех заводах достиг 80% (74% в 2002 году).

В 2003 году капитальные вложения на модернизацию и техническое перевооружение нефтехимического производства составили 18,7 млн. долл.

Более высокие, по сравнению с экспортными, цены на внутреннем рынке дают возможность значительную часть вырабатываемой продукции реализовывать на

внутреннем рынке для переработки в различные виды изделий: трубы, пленки, листы, изделия бытового и технического назначения и пр. Объемы поставок в Россию и страны СНГ в 2003 году увеличились на 50% по сравнению с 2002 годом. Доля экспорта нефтехимической продукции в дальнее зарубежье составила 59%.

7.18 РЕАЛИЗАЦИЯ

География поставок продукции ОАО «ЛУКОЙЛ» достаточно обширна: продукция Компании продается в более чем 80-ти субъектах Российской Федерации, а также во всех странах СНГ и Балтии, государствах Европы (Болгария, Румыния, Чехия, Германия, Венгрия, Сербия, Хорватия, Польша, Турция и др.), Азии (Иран, Китай, Монголия и др.) и США.

Основной объем добываемой нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» поставляет на собственные нефтеперерабатывающие предприятия (Пермнефтеоргсинтез, Волгограднефтепереработка, Ухтанефтепереработка, Нижегороднефтеоргсинтез (Россия); Одесский НПЗ (Украина); «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД» (Болгария), «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» (Румыния), а также на НПЗ других компаний по процессинговым соглашениям.

Общий объем реализованных нефтепродуктов и сырой нефти достиг 98,2 млн. тонн в 2003 году, что на 21,7% больше чем в 2002 году. В первом полугодии 2004 года общий объем реализованных нефтепродуктов и сырой нефти достиг 53,2 млн. тонн, что на 12,4% больше реализации за аналогичный период 2003 года.

Доля реализации сырой нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла 73% в 2003 году по сравнению с 66% в 2002 году. В первом полугодии 2004 года доля экспорта сырой нефти и нефтепродуктов в общем объеме реализации достигла 79%.

В 2003 году и первой половине 2004 года Компания увеличила объем экспорта сырой нефти. В частности, это стало результатом сокращения объема продаж сырой нефти на внутреннем рынке России: в 2003 году продажи нефти в России упали на 22,6%, в 2004 году – на 69,3%. Кроме того, первом полугодии 2004 года ОАО «ЛУКОЙЛ» снизило объемы продаж сырой нефти на рынках стран СНГ на 246 тыс. тонн, или на 9,6%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года. При этом ОАО «ЛУКОЙЛ» увеличило объем экспорта российскими предприятиями Группы на международных рынках (кроме стран СНГ).

Объем реализации нефтепродуктов, составил 55,5% от общего объема реализации в 2003 году и 54,4% в первом полугодии 2004 года. В 2003 году объем реализации нефтепродуктов за пределами России увеличился на 7 711 тыс. тонн, или на 29,3%, в первом полугодии 2004 года – на 3 631 тыс. тонн, или 23,6%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года.

Таблица 22.: Структура объема продаж

	(тыс. тонн)				
	2002	2003	6 мес. 2003	6 мес. 2004	Изм.
Продажа нефти в РФ	7 724	5 979	3 355	1 030	-69%
Экспорт нефти за пределы РФ	26 951	37 751	18 010	23 206	-69%
Объем продаж нефти, всего	34 675	43 730	21 365	24 236	13%
Продажа нефтепродуктов в РФ	19 727	20 473	10 576	9 929	-6%

Экспорт нефтепродуктов за пределы РФ	26 284	33 995	15 369	19 000	24%
Объем продаж нефтепродуктов, всего	46 011	54 468	25 945	28 929	12%
Итого объем продаж	80 686	98 198	47 310	53 165	12%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Таблица 23.: Структура выручки

	(млн. долл.)				
	2002	2003	6 мес. 2003	6 мес. 2004	Изм.
Продажа нефти в РФ	4 336	374	151	101	-33%
Экспорт нефти за пределы РФ	469	6 844	3 106	4 868	57%
Объем продаж нефти, всего	4 805	7 218	3 257	4 969	53%
Продажа нефтепродуктов в РФ	6 225	3 450	1 582	1 930	22%
Экспорт нефтепродуктов за пределы РФ	2 883	9 480	4 358	6 323	45%
Объем продаж нефтепродуктов, всего	9 108	12 930	5 940	8 253	39%
Прочие продажи	1 421	1 970	945	1 255	33%
Итого объем продаж	15 334	22 118	10 142	14 477	43%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Так как нефть и нефтепродукты являются товарами, качество которых должно быть выдержано на уровне государственных стандартов, но которым сложно придать какие-либо дополнительные свойства, чтобы сделать их более привлекательными для потребителя, перечень факторов, способствующих поддержанию конкурентоспособности Компании на должном уровне, ограничен.

Одним из основных факторов, определяющих конкурентоспособность нефтяной Компании, является местоположение ее предприятий нефтепереработки и нефтепродуктообеспечения. Короткие транспортные плечи между основными объектами производства и продаж позволяют осуществлять продажи с большей эффективностью, минимизируя затраты на транспортировку продукции.

Конкурентная среда

Основными конкурентами Компании при поставках российской нефти и нефтепродуктов на внутренний и внешний рынки являются российские вертикально интегрированные нефтяные компании, ОАО «Сибнефть», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЮКОС» и их дочерние и зависимые общества.

Таблица 24.: Продажи нефтепродуктов в России

	(тыс. тонн)			
Наименование компании	2002		2003	
	Реализация	Доля в общем объеме продаж	Реализация	Доля в общем объеме продаж
Автобензины				
«ЛУКОЙЛ»	3 952	15%	3 223	16%
«ЮКОС»	4 782	19%	3 851	19%
«Сибнефть»	2 672	10%	1 874	9%
«ТНК-ВР»	2 558	10%	2 993	15%
«Сургутнефтегаз»	805	3%	546	3%
Прочие	11 062	43%	7 570	38%
ВСЕГО	25 831	100%	20 057	100%
Дизельное топливо				
«ЛУКОЙЛ»	3 799	15%	2 890	13%
«ЮКОС»	5 250	21%	3 548	16%
«Сибнефть»	2 632	11%	2 023	9%
«ТНК-ВР»	2 236	9%	3 149	14%
«Сургутнефтегаз»	969	4%	275	1%

Прочие	10 057	40%	10 120	46%
ВСЕГО	24 942	100%	22 005	100%
Мазут топочный				
«ЛУКОЙЛ»	4 288	19%	2 363	11%
«ЮКОС»	4 874	22%	4 218	19%
«Сибнефть»	2 034	9%	2 049	9%
«ТНК-ВР»	1 064	5%	1 983	9%
«Сургутнефтегаз»	1 327	6%	1 430	6%
Прочие	8 581	39%	10 022	45%
ВСЕГО	22 168	100%	22 064	100%
По основным нефтепродуктам, всего				
«ЛУКОЙЛ»	12 038	17%	8 476	13%
«ЮКОС»	14 906	20%	11 617	18%
«Сибнефть»	7 338	10%	5 946	9%
«ТНК-ВР»	5 858	8%	8 126	13%
«Сургутнефтегаз»	3 102	4%	2 250	4%
Прочие	29 700	41%	27 711	43%
ВСЕГО	72 941	100%	64 127	100%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечания:

При составлении использовались данные из открытых источников (Госкомстат, ГУП «ЦДУ ТЭК» Минэнерго Российской Федерации и др.)

Данные по реализации и долям на рынке даны с учетом дочерних и зависимых обществ эмитента и конкурентов.

Несмотря на широкую диверсификацию продаж, основные объемы реализации продукции переработки нефти Компания концентрирует в приоритетных регионах сбытовой деятельности, где Компания располагает собственной и привлеченной инфраструктурой нефтепродуктообеспечения (в том числе розничной сетью), которая находится относительно близко к НПЗ Компании и где региональная емкость рынка и уровень платежеспособного спроса позволяют максимально реализовать конкурентные преимущества по сравнению с другими участниками рынка.

Среди российских регионов, соответствующих этим требованиям, в первую очередь следует отметить те, в которых находятся перерабатывающие мощности Компании – Пермскую, Волгоградскую, Нижегородскую области, Республику Коми. Основными конкурентами Компании в регионах сбытовой деятельности, сгруппированных в сбытовые зоны, являются нефтяные компании ОАО «ЮКОС», ОАО «Славнефть», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сибнефть» и их дочерние общества, нефтеперерабатывающие заводы Уфимской группы, в некоторых регионах – дочерние общества ОАО «Газпром».

Таблица 25.: Основные конкуренты ОАО «ЛУКОЙЛ» по зонам деятельности

Зоны сбытовой деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ»	Основные конкуренты – производители продукции, поставляемой на оптовый рынок
Центральная сбытовая зона	Московский НПЗ, Ярославский НПЗ, Рязанский НПЗ, Самарская группа НПЗ
Северо-западная сбытовая зона	КиришиНОС, Ярославский НПЗ, Рязанский НПЗ
Уральская сбытовая зона	НПЗ Уфимской группы, Омский НПЗ, Самарская группа НПЗ, Ачинский НПЗ, Орский НПЗ, «Нижнекамскнефтехим»
Южная сбытовая зона	Астраханский ГПЗ, Самарская группа НПЗ, Саратовский НПЗ, КраснодарНОС, Туапсинский НПЗ, НПЗ Уфимской группы

Приволжская сбытовая зона

Московский НПЗ, Ярославский НПЗ, Самарская группа НПЗ,
НПЗ Уфимской группы, «Нижнекамскнефтехим»

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Говоря о деятельности Компании за рубежом, следует отметить, что к числу приоритетных относятся те страны, в которых Компания имеет свои нефтеперерабатывающие мощности: Болгария («ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД»), Румыния (НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» в Плоешти) и Украина («ЛУКОЙЛ-Одесский НПЗ»). Сбыт нефтепродуктов производства этих НПЗ ориентирован как на внутренние рынки стран, где расположены заводы, так и на экспорт, в том числе в США для обеспечения автозаправочной сети Getty Petroleum Marketing.

Конкурентная ситуация на зарубежных рынках сбытовой деятельности Компании весьма разнообразна. В Румынии основным конкурентом ОАО «ЛУКОЙЛ» является государственная нефтяная компания SNP-Petrom, являющаяся крупнейшей и диктующая ценовую политику на румынском рынке нефтепродуктов. На рынке Болгарии, наоборот, «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД» – монопольное предприятие-производитель нефтепродуктов, обеспечивающий порядка 60% потребности болгарского рынка в моторных топливах, что является несомненным конкурентным преимуществом. Что касается Украины, то при поставках нефтепродуктов на внутренний рынок этой страны Компания сталкивается с конкуренцией со стороны компании «ТНК-Украина», а также компаний, перерабатывающих нефть из Казахстана, и импортеров нефтепродуктов из Белоруссии и Литвы.

Розничные продажи нефтепродуктов

Розничная реализация включает в себя в основном продажу автомобильных бензинов и дизельного топлива, а также прочих нефтепродуктов (печного топлива, смазочных материалов и т.д.).

Торговая марка «ЛУКОЙЛ» является одной из самых узнаваемых на рынке и ассоциируется у потребителей с высоким уровнем качества топлива, продаваемого на АЗС «ЛУКОЙЛ», что немаловажно для поддержания конкурентоспособности Компании. Чтобы представить потребителям возможность идентификации своего высококачественного топлива, Компания наладила производство «крашенных» автобензинов, представляющих собой уже не просто автобензины нужного октанового числа, а отдельные продукты, повышенной ценности с точки зрения потребителя, т.к. качество этих бензинов застраховано с помощью их окраски. Узнаваемый и уважаемый имидж Компании позволяет реализовывать топлива по ценам, находящимся в верхней части существующего на рынке ценового диапазона, и таким образом повышать эффективность продаж.

Сбытовая сеть Компании охватывает 17 стран мира, включая Россию, страны СНГ (Беларусь, Украина, Молдова, Азербайджан, Грузия), а также государства Европы (Болгария, Румыния, Чехия, Венгрия, Югославия, Польша, Кипр, Эстония, Литва, Латвия, Сербия) и США, и насчитывает 201 объект нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 3,0 млн. куб. метров и 4 599 автозаправочных станций.

В сектор розничного сбыта в 2003 году было инвестировано 502 млн. долл. Эти средства были направлены на покупку сбытовых сетей в Румынии и Сербии, а также

строительство Астраханской железнодорожной сливноналивочной эстакады и реконструкцию 591 АЗС.

Россия

По состоянию на 1 января 2004 года сбытовая сеть ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России включала 10 организаций нефтепродуктообеспечения (НПО), осуществляющих свою деятельность в 60 субъектах РФ. Объем реализации нефтепродуктов организациями НПО РФ составил 14,3 млн. тонн, в том числе 2,77 млн. тонн через сеть АЗС. Всем организациям НПО удалось значительно увеличить объемы розничных продаж через собственные АЗС по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Розничная реализация в России в первом полугодии 2004 года увеличилась на 170 тыс. тонн, или 15,5%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года.

Для снижения административных и общехозяйственных издержек и повышения эффективности управления в 2003 году число организаций нефтепродуктообеспечения было сокращено с 13 до 10. Активы упраздненных организаций — ООО «ЛУКОЙЛ-Калининграднефтепродукт» (Калининградская обл.) и ООО «ЛУКОЙЛ-Северо-Кавказнефтепродукт» (Ставропольский край и республики: Северная Осетия-Алания, Ингушетия, Кабардино-Балкарская, Дагестан и Карачаево-Черкесская) — были переданы другим дочерним обществам.

Розничная сеть компании в России насчитывает 1456 собственных и арендованных, а также 276 франчайзинговых АЗС. Через нее реализуется около 50% от общего объема производства автобензинов.

В 2003 году продолжалась работа по расширению системы приобретения топлива по единой топливной карте. Начато внедрение системы «ЛИКард» в новых регионах России (Мурманск, Воронеж, Липецк, Белгород) и ряде регионов Украины. По состоянию на 1 января 2004 года оборудованием для приема единых топливных карт оснащено 1 410 АЗС, в том числе в Российской Федерации — 1 250. Количество находящихся в обращении карт увеличилось на 37% по сравнению с 2002 годом и составило 145 401 штук. В 2003 году по топливным картам было реализовано свыше 363,8 тыс. тонн нефтепродуктов (на 47% больше, чем в 2002 году). В целях повышения привлекательности обслуживания клиентов по безналичному расчету на АЗС предприятий НПО была разработана и внедрена система реализации нефтепродуктов по бонусным картам для физических лиц (около 30 тыс. карт). Ведутся работы по сертификации системы «ЛИКард» в рамках системы Europay/MasterCard и VISA.

Зарубежье

В 2003 году Компанией было реализовано за рубежом 3,68 млн. тонн наливных нефтепродуктов через сеть АЗС, в том числе 2,44 млн. тонн в США. В первом полугодии 2004 года Компания увеличила реализацию нефтепродуктов через свою зарубежную розничную сеть на 400 тыс. тонн, или на 22,2%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года.

Указанный рост явился результатом структурных изменений в розничной сети. В 2003 году Компания значительно расширила свою сбытовую сеть в Европе: число АЗС возросло с 679 (в 2002 году) до 1 063. В сентябре ОАО «ЛУКОЙЛ» приобрело сербскую компанию «Беопетрол», эксплуатирующую около 200 АЗС и 8

нефтехранилищ общей емкостью около 30 тыс. куб. метров и контролирующую около 20% розничного топливного рынка Сербии. В 2004 году ОАО «ЛУКОЙЛ» дополнительно приобрело в США сеть из 308 заправочных станций у нефтяной компании ConocoPhillips.

Таблица 26.: Сбытовая сеть ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2003 году

	Россия	СНГ и Восточная Европа	США ¹	Всего
АЗС, принадлежащие ОАО «ЛУКОЙЛ» на правах собственности или аренды	1 456	1 106	1 325	3 887
АЗС, работающие по договору франчайзинга	276	436	–	712
Всего	1 732	1 542	1 325	4 599

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечания:

¹ Не включая 308 АЗС, приобретенных у ConocoPhillips в мае 2004 года и 471 АЗС, принадлежащие ConocoPhillips, на которые согласно договору ОАО «ЛУКОЙЛ» обязано поставлять нефтепродукты.

По состоянию на 30 июня 2004 года розничная сеть ОАО «ЛУКОЙЛ» в России состояла из 1 196 АЗС. Количество АЗС снизилось за счет уменьшения арендованных АЗС. Число АЗС ОАО «ЛУКОЙЛ» за пределами России достигло на 30 июня 2004 года 3 042.

7.19 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Компания осознает свою ответственность перед обществом по сохранению благоприятной окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов. Своими приоритетными задачами ОАО «ЛУКОЙЛ» считает обеспечение безопасных условий труда работников, защиту здоровья персонала и населения, проживающего в районах деятельности предприятий Компании, а также сохранение окружающей природной среды.

Руководство ОАО «ЛУКОЙЛ» исходит из того, что обеспечение экологической и промышленной безопасности, снижение техногенной нагрузки на окружающую среду является неотъемлемой составляющей эффективной производственной деятельности. Только за последние пять лет ОАО «ЛУКОЙЛ» направило на природоохранную деятельность окружающей среды более 900 млн. долл.

Компанией принята «Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке».

Цели политики Компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды включают:

- Рациональное использование вовлекаемых в производство и находящихся в регионах деятельности предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» природных ресурсов;
- Достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современному состоянию развития науки, техники и общества;
- Стабилизацию и последующее сокращение количества, а также снижение токсичности выбросов, сбросов загрязняющих веществ и отходов при увеличении объемов производства за счет внедрения новых прогрессивных

технологий, оборудования, материалов и повышения уровня автоматизации управления технологическими процессами;

- Снижение техногенной нагрузки на окружающую среду от вновь вводимых объектов посредством улучшения качества подготовки предпроектной и проектной документации и проведения экологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности.

Основным инструментом реализации экологической политики Компании являются средне- и долгосрочные корпоративные программы обеспечения экологической безопасности, разрабатываемые для Компании в целом и для ее отдельных дочерних обществ.

В 2003 году Компания разработала и приняла «Программу экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2008 гг.», включающую в себя около 400 мероприятий общей стоимостью 33,5 млрд. руб. Эти мероприятия сформированы в восемь основных блоков-подпрограмм: «Чистый воздух», «Чистые воды», «Отходы», «Рекультивация», «Предотвращение и ликвидация аварийных ситуаций», «Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы», «Экологический менеджмент», «Экологический мониторинг». Реализация Программы позволит существенно снизить негативное воздействие на окружающую среду, сократить потери нефтепродуктов и уменьшить водопотребление. Одним из важных положений этого документа является повышение уровня утилизации попутного газа до 87%.

Приоритетной целью является совершенствование системы управления отходами, в результате чего на предприятиях Компании к 2008 году не останется накопленных за предыдущие десятилетия отходов, а объемы вновь образующихся отходов существенно сократятся.

В 2003 году завершилась реализация «Программы экологической безопасности предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2000–2003 гг.». Основной итог ее выполнения — достижение удельных показателей воздействия на окружающую среду, значительно меньших по сравнению с российскими среднеотраслевыми. В рамках реализации Программы осуществлены следующие мероприятия:

- проведен капитальный ремонт более 4 280 км трубопроводов;
- утилизировано и захоронено более 2,6 млн. тонн опасных отходов;
- рекультивировано более 14,5 тыс. га нарушенных и около 1,5 тыс. га загрязненных нефтью земель;
- ликвидировано 1 507 шламовых амбаров.

В результате внедрения новых технологий по переработке отходов темпы их утилизации превысили темпы образования. За период реализации Программы объем отходов, накопленных в местах временного хранения, был сокращен более чем на 440 тыс. тонн.

В 2003 году проекты строительства терминала на о. Высоцкий, обустройства месторождения Д-6 (шельф Балтийского моря), строительства газопровода от Находкинского месторождения (Ямал) и ряд других проектов получили положительные заключения государственной экологической экспертизы федерального уровня.

Компания подтвердила соответствие Системы управления охраной окружающей среды требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001. Более того, ОАО «ЛУКОЙЛ» заняло ведущую позицию среди нефтяных компаний России по внедрению международных экологических стандартов ISO (по заключению участников конференции «Экологические проекты российских корпораций», проведенной в Москве в ноябре 2003 года). ОАО «ЛУКОЙЛ» остается пока единственной отечественной компанией, применяющей международные экологические стандарты не только в центральном офисе, но и в дочерних обществах.

В России международные стандарты качества ISO 9000 и экологии ISO 14000 только начинают вводиться в ряде организаций, между тем как они широко используются в мире и являются одним из важных критериев привлекательности для международных инвестиционных фондов. В 2003 году были сертифицированы системы управления ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский нефтеперерабатывающий завод», «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД».

Кроме того, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» первыми среди российских нефтеперерабатывающих заводов получили сертификаты соответствия системы управления качеством международному стандарту ISO 9001. Из зарубежных предприятий Компании такие сертификаты имеют ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский НПЗ» и «ЛУКОЙЛ-Нефтохим Бургас АД».

Продолжается реализация Программы сертификации дочерних обществ Компании на соответствие требованиям стандартов ISO 14001 (охрана окружающей среды) и OHSAS 18001 (промышленная безопасность и охрана труда).

Совершенствование системы экологического менеджмента на предприятии является одним из наиболее успешных механизмов повышения эффективности экологической политики Компании. Эта работа, а также подготовка и сертификация предприятия на соответствие стандартам ISO 14000 особенно важны для предприятий нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей, являющихся одними из основных российских экспортеров. Наличие современных систем экологического управления на предприятии становится его пропуском на внешний рынок и важнейшим инструментом маркетинга.

Работа по подготовке и получению сертификата на соответствие стандартам ISO 14000 позволит предприятиям ОАО «ЛУКОЙЛ»:

- Добиться соответствия экологической деятельности предприятия его основным производственным и экономическим целям;
- Более полно удовлетворять критериям инвесторов и страховщиков и получить соответствующие льготы и прочие выгоды;
- Поддержать хороший имидж предприятия, повысить оценочную стоимость его основных фондов и высокую рыночную стоимость акций;
- Оптимизировать соответствие деятельности природоохранному законодательству;
- Повысить эффективность контроля за природоохранной деятельностью и снизить издержки;

- Увеличить возможности по эффективной адаптации к любым внешним изменениям;
- Снизить уровень аварийности, наносящей экологический ущерб и приносящий дополнительные издержки;
- Упростить получение разрешительных документов;
- Улучшить взаимоотношения с государственными природоохранными органами;
- Расширить возможности по привлечению высококвалифицированной рабочей силы;
- Укрепить и расширить свои возможности на рынках продукции, в том числе на рынках экологически чистых продуктов.

В целях минимизации негативного воздействия производственных объектов Компании на окружающую среду, на выполнение мероприятий по обеспечению экологической безопасности в 2003 году было направлено более 220 млн. долл., в том числе на капитальные вложения в природоохранные объекты — более 88 млн. долл.

Работы ОАО «ЛУКОЙЛ» по охране окружающей среды позволили в 2003 году обеспечить показатели воздействия предприятий Компании на окружающую среду в пределах прогнозируемых. Даже с учетом вновь вошедших в состав Компании предприятий и объектов, воздействие на окружающую среду снизилось по сравнению с 2002 годом. Существенно повышен уровень утилизации попутного нефтяного газа — с 74,6% в 2002 году до 81,0% в 2003 году. Сокращение объемов газа, сжигаемого на факелах, напрямую влияет на сокращение объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. По сравнению с 2002 годом объем выбросов в атмосферу сокращен на 14,2%, водопотребления — на 6%, сброса загрязненных сточных вод — на 19,4%, образования отходов — на 16,3%.

7.20 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТРАСЛИ

Регулирование нефтяной отрасли находится в процессе становления, причем правила регулирования устанавливаются органами власти на федеральном, региональном и местном уровнях.

На федеральном уровне, правительственная политика в отношении отрасли формулируется, главным образом, Министерством промышленности и энергетики, Федеральной энергетической комиссией и Правительственной комиссией по вопросам использования магистральных нефте- и газопроводов. Указанные органы регулируют деятельность нефтяных компаний, доступ к трубопроводам и тарифы. Как правило, Министерство природных ресурсов (или его региональные департаменты) совместно с соответствующим органом региональной власти, как описано ниже, выдает лицензии на использование недр. При определенных обстоятельствах (к примеру, в отношении подпочвенных ресурсов на континентальном шельфе) лицензии выдаются Правительством Российской Федерации.

Федеральное законодательство также предоставляет определенную автономию региональным и местным властям в отношении прав использования природных ресурсов и предусматривает условие, в соответствии с которым использование недр находится под совместной юрисдикцией федеральных и региональных властей. Несмотря на то, что, в принципе, российские федеральные законы имеют преимущественную силу в случае возникновения противоречий с региональными и местными законами, государственные органы на региональном или местном уровне

могут обладать значительной властью над деятельностью нефтяных компаний, расположенных в определенной местности. Как правило, региональные власти при предоставлении лицензий на разработку недр делят юрисдикцию с Министерством природных ресурсов.

Региональные и местные органы власти вводят в действие свои налоговые режимы, осуществляют администрирование нормативных актов, регулирующих землепользование, и надзор за соблюдением экологических норм и норм в области безопасности труда. Местные и региональные власти также обладают определенным контролем над использованием федеральных и местных систем трубопроводов в их юрисдикции в части регулирования землепользования и защиты окружающей среды.

Деятельность в оффшорных зонах за пределами 12 миль от границы территориальных вод регулируется отдельно в соответствии с Федеральным законом «О континентальном шельфе Российской Федерации» от 30 ноября 1995 года.

Деятельность в области нефтедобычи, осуществляемая в рамках соглашений о разделе продукции (СРП), регулируется Федеральным законом «О соглашениях о разделе продукции» от 30 декабря 1995 года, со всеми внесенными изменениями (Закон о СРП). Указанный закон предусматривает, что деятельность, осуществляемая в рамках соглашений о разделе продукции, регулируется условиями СРП, и на нее не распространяется действие противоречащих положений иного законодательства, включая положения Федерального закона «О недрах» от 21 февраля 1992 года (Закон о недрах). Более того, признаются соглашения о разделе продукции, заключенные российским Правительством до вступления в силу Закона о СРП.

Режим регулирования СРП все еще находится на стадии развития. Законы, вступившие в силу в 2001 году, обеспечили большую последовательность налогового режима для СРП и налоговой системы в целом. Тем не менее, большая часть подзаконных нормативных актов, необходимых для исполнения Закона о СРП в полном объеме, еще не вступила в силу, в том числе, акты, регулирующие вопросы возмещения затрат, отказов (прекращения эксплуатации), поставок и бухгалтерского учета.

На Министерство экономического развития и торговли была возложена обязанность по осуществлению надзора за СРП. Министерство получило право регулировать деятельность представителей государства при управлении комитетами, учрежденными в рамках СРП, и осуществлять мониторинг производства минерального сырья и его распределения между инвесторами по СРП и государством. Министерство экономического развития и торговли также получило полномочия осуществлять надзор за изучением осуществимости проектов, а также предлагать новые области, подпадающие под разработку на основе СРП, инициировать исключения из тендерных процедур, необходимые для заключения СРП, и предлагать тарифные уступки.

Лицензирование

Режим лицензирования разведки и использования устанавливается, главным образом, Законом о недрах и нормативными актами, выпущенными в соответствии с Законом (Нормативные акты о недрах). До января 2000 года, когда в Закон о недрах были внесены значительные изменения, лицензии на мероприятия по разведке предоставлялись, главным образом, на срок до пяти лет, в то время как лицензии на

добычу предоставлялись на срок до двадцати пяти лет. В соответствии с Законом о недрах, действующим на данный момент, максимальный период разведки составляет по-прежнему пять лет, а срок использования устанавливается настолько продолжительным, насколько это необходимо (как показано в ТЭО) для рациональной полной разработки месторождения. Закон о недрах не устанавливает в явной форме комбинированный срок разведки/использования, однако Министерство природных ресурсов выдает комбинированные лицензии на срок, установленный для лицензий на использование.

Как правило, лицензии на использование недр и комбинированные лицензии выдаются по результатам тендера или аукциона, проводимого совместно Министерством природных ресурсов (или его региональным департаментом) и соответствующим региональным органом власти. Победителем становится участник, предоставивший наиболее компетентное с технической точки зрения, привлекательное с финансовой точки зрения и надежное с точки зрения охраны окружающей среды предложение, отвечающее опубликованным условиям тендера. Лицензии на разведку, как правило, выдаются без проведения тендера на основании решения Министерства природных ресурсов (или его регионального департамента), утвержденного соответствующим региональным органом власти. После обнаружения нефти, лицензия на использование выдается держателю лицензии на разведку без проведения тендера. Лицензии передаются только при определенных обстоятельствах, перечень которых ограничен. Как правило, держателю лицензии также переходят права использования земли поверх области, на которую получена лицензия.

Обычно держатель лицензии обязан принять определенные обязательства, включая поддержание добычи на определенном уровне (применяется только к держателям лицензий на использование и комбинированных лицензий), ограничение уровня выбросов, загрязняющих окружающую среду, установленными пределами, устранение загрязнений окружающей среды. Помимо этого, держатель лицензии также может быть обязан исполнить определенные социальные обязательства в области, на которую распространяется действие лицензии, такие как выплата определенных компенсаций местным этническим группам, населяющим область, в отношении которой действует лицензия, а также предоставление им иной поддержки. Неисполнение условий лицензии, положений Закона о недрах или Нормативных актов о недрах влечет за собой наложение штрафов и взысканий, прекращение добычи и отзыв лицензии. Министерство природных ресурсов осуществляет надзор за соблюдением условий лицензии.

При отзыве лицензии на использование недр, все нефтяные и газовые производственные мощности в соответствующей зоне, включая подземное оборудование, должны быть ликвидированы или законсервированы. В соответствии с нормами, регулирующими ликвидацию или консервацию, состояние всех добывающих мощностей, равно как и нефтяных и газовых скважин, поддерживается на уровне, необходимом для обеспечения безопасности населения, окружающей среды, строений и прочих активов. Процедуры консервации должны также обеспечивать консервацию соответствующих нефтяных и газовых месторождений, оборудования и скважин в течение всего периода консервации. Эти процедуры могут повлечь за собой непредвиденные значительные расходы.

В соответствии с общим режимом держатель лицензии на добычу нефти подлежит обложению единым налогом на использование природных ресурсов. Более подробная информация приведена в параграфе «Общий налоговый режим в отношении российских нефтяных компаний – единый налог на использование природных ресурсов». Помимо этого, Закон о недрах и Нормативные акты о недрах предусматривают плату за лицензию и плату за участие в тендере (как правило, в размере нескольких тысяч долларов США), разовые платежи за права на разведку, а также платежи (бонусы), причитающиеся при наступлении определенных событий, предусмотренных лицензией на добычу нефти (минимальный начальный платеж составляет не менее 10% суммы единого налога на использование природных ресурсов, рассчитанной на основе планируемой среднегодовой величины добычи нефти держателем лицензии).

Федеральный закон «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 8 августа 2001 года содержит перечень видов деятельности, относящихся к нефтяной и газовой промышленности, которые требуют отдельного лицензирования. В перечень входят, среди прочего, эксплуатация нефтяных и газовых магистралей и прочего оборудования, хранение нефти, газа и продуктов на их основе, обработка и транспортировка углеводородов и нефтепродуктов, продажа нефти, газа и продуктов на их основе. Министерство промышленности и энергетики и Госгортехнадзор уполномочены на выпуск указанных отдельных лицензий.

Режим транспортировки сырой нефти и продуктов нефтепереработки

Начиная с 1995 года, российское Правительство установило равные процедуры доступа к трубопроводам и морским терминалам для всех нефтяных компаний, пропорционально фактическому объему добычи каждой компании. Такой шаг был предпринят как часть схемы дерегулирования цен и либерализации экспортного контроля. Данная система позволила российским нефтяным компаниям экспортировать в среднем 30-35% добытой нефти.

В настоящее время распределение прав доступа к трубопроводам и морским терминалам находится под надзором Правительственной комиссии по вопросам использования магистральных нефте- и газопроводов. Комиссия утверждает квартальные графики, которые, среди прочего, устанавливают конкретные объемы нефти, которую каждая нефтедобывающая компания может транспортировать через систему АК «Транснефть». Такие квартальные графики обеспечивают определенную стабильность экспортного режима для российских нефтяных компаний. После распределения прав доступа нефтедобывающие компании, как правило, не могут превышать установленный лимит транспортировки экспортной системой трубопроводов, хотя они и обладают ограниченной гибкостью в изменении маршрутов поставок. Нефтедобывающим компаниям, как правило, разрешено передавать свои права на транспортировку третьим сторонам.

В августе 2001 года российское Правительство приступило к проведению реформы распределения прав доступа к трубопроводам и морским терминалам. Начиная с сентября 2001 года, права доступа к трубопроводам и морским терминалам распределяются между нефтедобывающими компаниями и их головными компаниями пропорционально объемам добываемой и поступающей в систему трубопроводов АК «Транснефть» нефти (а не пропорционально объемам добычи нефти). Ранее план реформ предусматривал, что права доступа к трубопроводам и морским терминалам

будут продаваться на условиях тендера (начиная с 25% пропускной способности трубопровода на первом этапе).

АК «Транснефть» обладает крайне ограниченной способностью транспортировать отдельные партии сырой нефти, что приводит к тому, что сырая нефть различного качества, поставляемая через систему трубопроводов, смешивается. В настоящее время АК «Транснефть» не использует систему, которая предусматривала, что компании, поставляющие тяжелые и высокосернистые сорта нефти, должны были выплачивать компенсацию компаниям, перекачивающим высококачественные сорта сырой нефти за ухудшение качества нефти в результате смешивания. Несмотря на то, что введение такой системы компенсаций в настоящее время обсуждается представителями компании АК «Транснефть» и Правительством РФ, возможность ее введения вызывает активное сопротивление со стороны регионов, обладающих запасами нефти низкого качества.

Тарифы за использование трубопроводов компании АК «Транснефть» устанавливаются компанией АК «Транснефть» под контролем Федеральной Энергетической Комиссии. Федеральная Энергетическая Комиссия была учреждена в 1995 году для регулирования деятельности монополий в сети транспортировки нефти и передачи электроэнергии, включая структуру их тарифов.

Импорт и экспорт

В прошлом Правительство РФ устанавливало сезонные ограничения на экспорт определенных видов нефтепродуктов (дизельного топлива, мазута, бензина и керосина). В настоящее время такие ограничения не применяются. Тем не менее, Министерство промышленности и энергетики предлагает ввести гибкое сезонное регулирование экспортных пошлин на продукты нефтепереработки, а также применять нетарифные меры регулирования внутреннего рынка продуктов нефтепереработки.

Для защиты национальных экономических интересов Правительство осуществляет тарифное регулирование за счет экспортных пошлин. Величина экспортной пошлины варьируется в зависимости от внутреннего спроса на нефтепродукты и цен на нефть.

Государственные таможенные органы Российской Федерации (Энергетическая таможня и региональные таможенные органы) осуществляют статистический мониторинг уровня цен на нефть и нефтепродукты. При экспортных отгрузках нефти и продуктов нефтепереработки оформляется предварительная таможенная грузовая декларация с указанием стоимости нефти и нефтепродуктов, рассчитанной на дату оформления грузовой таможенной декларации. После отгрузки в соответствии с грузовой таможенной декларацией, такая декларация закрывается по цене, указанной в инвойсе на объем, отгруженный по декларации. Расчет цены закрытия грузовой таможенной декларации проверяется валютным департаментом региональных таможенных органов и нефтяного департамента Энергетической таможни. Величина котировок на дату расчета цены, соответствие процедуры расчета цены, сумма скидки, подлежащей вычету по зарубежному торговому контракту, и уровень цен прочих экспортеров также подлежат проверке. В ряде случаев российские таможенные власти могут потребовать документы, подтверждающие величину скидки, подлежащей вычету.

Охрана окружающей среды

Уровень загрязнения окружающей среды со стороны российской промышленности традиционно превышает западные стандарты. В связи с ущербом, нанесенным окружающей среде в годы советской власти, в настоящее время вопросы охраны окружающей среды и контроль загрязнений получили широчайшую поддержку.

Охрана окружающей среды регулируется двумя блоками нормативных актов. Первый блок включает Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10 декабря 2002 года и Федеральный закон «Об экспертной экологической оценке» от 23 ноября 1995 года. В соответствии с этими законами до реализации проекта, относящегося к использованию природных ресурсов, требуется проведение оценки экологического воздействия такого проекта. Компании также обязаны получать лицензии и разрешения на выброс загрязняющих веществ в воздух, воду и почву в режиме «платы за загрязнение». Если выбросы превышают разрешенный уровень, с компании взимается штраф, величина которого кратна величине исходной платы за выброс загрязнений. Второй блок нормативных актов, касающихся экологии, состоит из ряда законов и нормативных актов, относящихся к использованию природных ресурсов, включая Закон о недрах.

Хотя в настоящее время защита окружающей среды не является вопросом первостепенной важности для существующего Правительства РФ, ожидается, что по мере улучшения экономической ситуации исполнение существующего законодательства и экологических стандартов и правил станет более строгим, а также будут приняты законодательные акты, более четко регулирующие указанные аспекты. К примеру, в мае 1999 года вступили в силу новые правила обязательной сертификации специализированного оборудования для использования на месторождениях нефти и газа.

Общий налоговый режим, распространяющийся на российские нефтяные компании

Российская налоговая система включает федеральные (устанавливаемые федеральными органами власти и применяемые в отношении всех лиц, осуществляющих деятельность на территории Российской Федерации), региональные (устанавливаемые Налоговым кодексом РФ и региональными властями и применяемые в отношении лиц, осуществляющих деятельность на территории конкретного региона) и местные (устанавливаемые Налоговым кодексом РФ и местными властями и применяемые в отношении лиц, осуществляющих деятельность на территории конкретного города) налоги.

Ниже приведено краткое описание основных федеральных и региональных налогов, применимых к российским компаниям и филиалам транснациональных компаний.

Налог на прибыль

Положения главы «Налог на прибыль» Налогового кодекса РФ вступили в силу с 1 января 2002 года. Введена единая система налога на прибыль, однако платежи разделяются между федеральными, региональными и местными бюджетами. Установленная ставка налога на прибыль в настоящее время составляет 24%, из которых 7,5% вносятся в федеральный бюджет, а 14,5% и 2% подлежат уплате в региональный и местный бюджеты соответственно. С 1 января 2003 года платежи по налогу на прибыль разбиваются в следующей пропорции: 6% вносятся в федеральный

бюджет, 16% и 2% вносятся в региональный и местный бюджеты соответственно. Глава «Налог на прибыль» части второй Налогового кодекса ввела следующие важные элементы режима налога на прибыль:

- Определение прибыли приближено к реальной экономической прибыли, и многие расходы, которые раньше не подлежали вычету, теперь вычитаются для целей налогообложения, хотя определенные ограничения сохраняются;
- Ставки амортизации были повышены и увязаны с экономическим сроком службы активов; налогоплательщикам предоставлен выбор между линейным методом амортизации и методом начисления амортизация по понижающимся ставкам для целей налогообложения по большинству групп активов; таким образом, если налогоплательщик выбирает второй метод, суммы амортизации могут быть значительно выше;
- Правила переноса убытков были пересмотрены, что позволило налогоплательщикам компенсировать налоговые убытки за счет прибыли в будущих налоговых периодах в течении следующих десяти лет (вместо применявшегося ранее пятилетнего периода), при условии, однако, что величина такого отнесения не может превышать 30% налоговой базы в любом налоговом периоде (вместо существовавшего ранее ограничения 50%);
- Методы исчисления налога на прибыль были пересмотрены, причем кумулятивный метод стал единственным методом, доступным большинству компаний.

Налог на добавленную стоимость и импортные таможенные пошлины

Налогом на добавленную стоимость (НДС) в размере 18% (10% в случае определенных видов пищевых продуктов или детских товаров) облагается реализация на внутреннем рынке товаров, работ и услуг, а также таможенная стоимость товаров, ввозимых в Россию, включая таможенные пошлины. Экспорт товаров не облагается НДС (технически, в соответствии с Налоговым кодексом, облагается по ставке 0%), за исключением экспорта нефти, нефтяного конденсата и природного газа в страны СНГ, который облагается НДС по общей ставке 18%. Внутренние ставки НДС применяются также к реализации товаров в Республику Беларусь. Начиная с 1 января 2005 года внутренние ставки НДС будут применяться к экспорту товаров на Украину.

НДС, уплаченный поставщикам товаров, работ и услуг компенсируется налогоплательщиком за счет полученного НДС. С введением Главы 21 Налогового кодекса, НДС, выплачиваемый в связи с сооружением объектов, относящихся к основным средствам, также подлежит возмещению в полном объеме.

Ряд товаров, работ и услуг не облагается НДС. НДС также не облагаются определенные виды товаров, ввозимые в Российскую Федерацию.

Взносы в фонды социального страхования

Ранее взносы на социальное страхование осуществлялись в четыре внебюджетных фонда (Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд медицинского страхования и Фонд занятости) и в совокупности составляли 38,5% общего фонда заработной платы. Помимо этого, сотрудники были обязаны вносить в Пенсионный фонд 1% от оклада.

В настоящее время общий фонд заработной платы облагается единым социальным налогом по регрессивной ставке от 35,6% до 2%, за зависимости от размера оплаты труда сотрудников в конкретной компании.

В дополнение к единому социальному налогу, работодатели обязаны осуществлять взносы в Фонд социального страхования для страхования производственных травм и профессиональных заболеваний. Ставка данного взноса составляет от 0,2% до 8,5%, в зависимости от вида деятельности, осуществляемой работодателем. Губернаторы также намереваются ввести дополнительные платежи в Пенсионный фонд в отношении сложных рабочих условий в определенных отраслях и местностях.

Местные и региональные налоги

В дополнение к налогам, описанным выше, каждый из российских регионов и муниципальных образований вправе вводить определенные региональные и местные налоги соответственно, в соответствии с процедурами, устанавливаемыми федеральным законодательством.

Налог на имущество

Налог на имущество в настоящий момент установлен на уровне 2% от среднегодовой балансовой стоимости основных фондов, нематериальных активов и запасов.

Единый налог на использование природных ресурсов

Федеральный закон № 126-ФЗ от 8 августа 2001 года, вступивший в силу 1 января 2002 года, внес изменения в существовавший режим платежей на восстановление материально-сырьевой базы, арендных платежей и акцизных налогов на добычу нефтяного и газового конденсата и заменил все указанные налоги единым налогом на использование природных ресурсов.

С 1 января 2002 года по 31 декабря 2004 года, налог на использование природных ресурсов в отношении сырой нефти исчисляется на основе количества добытой нефти. Ставка налога, применимая с 1 января 2004 года по 31 декабря 2004 года составляет 347 руб. за метрическую тонну добытой сырой нефти; данная ставка может корректироваться с использованием специального коэффициента, отражающего динамику мировых цен на нефть и обменного курса рубля по отношению к доллару США. Указанный коэффициент применяется на квартальной основе и представляет собой соотношение, в котором (i) числитель – объем производства, умноженный на средний за квартал обменный курс рубля по отношению к доллару США и среднюю за квартал цену за баррель сырой нефти марки «Юралс» за вычетом 8 долл. США и (ii) знаменатель равен 252. Ставка налога равна нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода меньше или равна 8 долл. США. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл. США/барр. выше установленного минимального уровня (8 долл. США/барр.) ведет к росту ставки налога на 1,38 долл. США за тонну добычи (или 18,79 центов за баррель, используя коэффициент пересчета 7,33).

Начиная с 1 января 2005 года будут внесены изменения в порядок расчета налога – ставка налога будет повышена до 419 руб., нижняя не облагаемая налогом граница будет повышена до 9 долл. США за баррель, а знаменатель увеличится до 261.

Экспортные пошлины на нефть

В начале 1999 года, Правительство снова ввело экспортные таможенные пошлины на сырую нефть и нефтепродукты. Экспортные пошлины на сырую нефть зависят от мировых рыночных цен на сырую нефть марки «Юралс». Следуя за повышением мировых цен на нефть, ставки экспортных таможенных пошлин также устойчиво росли. В сентябре 2001 года, в Закон о таможенном тарифе были внесены изменения, в соответствии с которыми вводились процедуры расчета максимальных ставок экспортных таможенных пошлин на сырую нефть на основании средней цены на нефть марки «Юралс» за два предшествующих месяца.

Ставки экспортной пошлины на нефтепродукты определяются постановлением Правительства Российской Федерации, при этом, начиная с 2004 года, отменено максимальное ограничение на величину экспортной пошлины на нефтепродукты в размере 90% от ставки экспортной пошлины за сырую нефть. Экспорт сырой нефти и нефтепродуктов в страны СНГ, за исключением Украины, не облагается экспортной пошлиной.

Ставки таможенных пошлин, устанавливаемые российским Правительством в соответствии с рамками, предусмотренными измененным Законом о Таможенном тарифе, приведены ниже:

Таблица 27.: Ставки таможенных пошлин

Средняя цена за сырую нефть марки «Юралс» ¹	Максимальная ставка экспортной таможенной пошлины
До 109,5 долл. США за тонну (15,0 долл. США за баррель)	0%
От 109,5 долл. США до 146,0 долл. США за тонну (от 15,0 до 20,0 долл. США за баррель)	35% от разницы между фактической ценой (за тонну) и 109,5 долл. США
От 146,0 долл. США до 182,5 долл. США за тонну (от 20,0 до 25,0 долл. США за баррель)	12,775 долл. США за тонну (1,75 долл. США за баррель) плюс 45% от разницы между фактической ценой (за тонну) и 146,0 долл. США
Более 182,5 долл. США за тонну (25,0 долл. США за баррель)	29,2 долл. США за тонну (4,0 долл. США за баррель) плюс 65% от разницы между фактической ценой (за тонну) и 182,5 долл. США

Источник: Закон о таможенном тарифе

Примечание:

¹ Цена сырой нефти марки «Юралс» рассчитывается как средняя цена на нефть марки «Юралс» на мировых рынках (Средиземноморский регион и Роттердам) за два месяца, немедленно предшествующих текущему двухмесячному периоду.

Платежи за право разведки и оценки нефтяных месторождений и геологического изучения недр

Начиная с 2002 года, Федеральный закон №126-ФЗ от 8 августа 2001 года, ввел новый подход к расчету как базы, так и ставки таких платежей. Закон связывает размер платежей с размером зоны, предоставленной пользователю в соответствии с лицензией. Конкретные ставки по отдельным зонам устанавливаются региональными властями в отношении суши, и Министерством природных ресурсов в отношении оффшорных зон. Если такие ставки не были установлены, применяются вышеуказанные максимальные ставки.

Текущие акцизные налоги на нефтепродукты

Ставки акцизных налогов на нефтепродукты, установленные на 2004 год, составляют 2910 руб. на тонну бензина, 1000 руб. на тонну дизельного топлива и 2732 руб. на тонну масла.

8. ФИНАНСОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ КОМПАНИИ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном разделе приведены данные финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в США.

8.1 ВЫРУЧКА

Деятельность Общества можно разделить на три основных операционных сегмента:

- Разведка и добыча – деятельность по разведке и разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и природного газа, которую Общество ведет, главным образом, в Российской Федерации, а также на территории Азербайджана, Казахстана, Колумбии, на Ближнем Востоке и севере Африки;
- Переработка, торговля и сбыт – деятельность по реализации сырой нефти, природного газа и продуктов их переработки, переработка и транспортировка продукции;
- Нефтехимия – деятельность по производству и реализации нефтехимической продукции.

Остальные виды деятельности включают банковскую и финансовую деятельность, строительство и прочую деятельность. Указанные основные сегменты являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают сырую нефть у сегмента разведки и добычи. В силу ряда причин определение сопоставимых рыночных цен на сырую нефть внутри России является невозможным. Цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом, цен на сырую нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, а также потребности в инвестиционном капитале для различных предприятий сегмента разведки и добычи. Соответственно, анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искаженное представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий данного сегмента.

Таблица 28.: Структура выручки по операционным сегментам

	(млн. долл.)		
	6 мес. 2003	6 мес. 2004	Изм.
Разведка и добыча	3 204	4 496	40%
Переработка, торговля и сбыт	9 096	13 393	47%
Нефтехимия	428	618	44%
Прочие	34	54	59%
Исключения	(2 620)	(4 084)	56%
Итого	10 142	14 477	43%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Таблица 29.: Структура выручки по видам продукции и географическим сегментам

	(млн. долл.)		
	6 мес. 2003	6 мес. 2004	Изм.
Реализация нефти на территории РФ	151	101	(20,4%)
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежным дочерним	3 106	4 868	52,1%

компаниям			
Реализация нефти, всего	3 257	4 969	44,6%
Реализация нефтепродуктов на территории РФ	1 582	1 932	28,0%
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежным дочерним компаниям	4 403	6 870	56,0%
Реализация нефтепродуктов, всего	6 420	9 451	47,2%
Реализация нефтехимии в РФ	102	143	40,2%
Экспорт нефтехимии и реализация нефтехимии зарубежным дочерним компаниям	294	522	77,6%
Реализация нефтехимии, всего	396	665	67,9%
Прочая реализация на территории РФ	414	531	28,3%
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежным дочерним компаниям	252	352	39,7%
Итого выручка от реализации	10 142	14 477	42,7%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

В первом полугодии 2004 года выручка от реализации увеличилась на 4 335 млн. долл. по сравнению с аналогичным периодом 2003 года, или на 42,7%.

Общий объем реализованных нефтепродуктов и сырой нефти достиг 53,2 млн. тонн, что на 12,4% выше показателя за аналогичный период 2003 года. Выручка от продаж сырой нефти выросла на 1 712 млн. долл., или на 52,6%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 2 313 млн. долл., или на 38,9%.

Доля реализации сырой нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла 79,4% в первом полугодии 2004 года по сравнению с 70,6% в первом полугодии 2003 года.

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- Благоприятная ценовая конъюнктура: цены на сырую нефть на мировых рынках достигли своего 10-летнего максимума;
- Увеличение общего объема добычи нефти;
- Увеличение объема операций по перепродаже нефти и нефтепродуктов, приобретенных от третьих лиц;
- Снижение реализации нефти внутри России и рост объемов экспорта.

Изменение цен сырой нефти и продукции нефтепереработки

В 2003 году цены на сырую нефть оставались стабильно высокими благодаря возобновившемуся росту мировой экономики (на 3,7% в 2003 году), а также росту общемирового потребления нефти (в 2003 году общемировое потребление нефти составило 78,5 млн. барр. в день, что на 1,9% больше, чем в 2002 году). В 2004 году в результате уверенного роста спроса на сырую нефть в США и Китае, который не был в полной мере спрогнозирован ранее, а также напряженной геополитической обстановки и нехватки перерабатывающих и снабженческих ресурсов в некоторых регионах, являющихся крупными потребителями нефти, цены на сырую нефть резко выросли, и в июле и августе достигли исторических рекордных значений (корзина ОПЕК) в абсолютном выражении. В целях сохранения стабильности на мировых рынках ОПЕК приняла решение об увеличении квот на добычу нефти до 26,0 млн. барр. в день к августу 2004 года. Однако фактические объемы добычи нефти, по данным самой ОПЕК, составляли 27,6 млн. барр. в день (или 29,6 млн. барр. в день, включая Ирак), что близко к максимальной производительности стран-членов ОПЕК. Указанные факторы свидетельствуют о том, что в среднесрочной перспективе цены на нефть будут оставаться на стабильно высоком уровне.

Большая часть нефти, поставляемой Компанией на экспорт, является нефтью марки «Юралс». Приводимые ниже таблицы отражают средние экспортные цены на сырую нефть в 2003 и 2004 годах и цены на нефтепродукты на основе усредненных показателей региона Северной Европы.

Таблица 30.: Мировые цены на нефть и нефтепродукты

	6 мес. 2004	6 мес. 2004	Изм.
	(в долл. за баррель, за исключением данных в процентах)		
Сырая нефть марки «Брент»	28,74	33,66	17,1%
Сырая нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) *	26,53	30,74	15,9%
	(в долл. за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)		
Мазут 3,5% (ФОВ Роттердам)	148,50	147,42	(0,7)%
Дизельное топливо (ФОВ Роттердам)	259,36	292,55	12,8%
Высокооктановый бензин (ФОВ Роттердам)	297,64	370,71	24,5%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

* Компания реализует сырую нефть на внешних рынках на различных условиях поставки. Поэтому средняя сложившаяся цена реализации нефти на внешних рынках отличается от средней цены сырой нефти марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион).

Цены на нефть на внутреннем рынке

Цены на сырую нефть на внутреннем рынке России остаются ниже мировых цен, главным образом, в связи с ограниченными возможностями российских нефтяных компаний экспортировать добываемую ими нефть, что в итоге приводит к значительному ее избытку в российских регионах, повышенному предложению и низким ценам на внутреннем рынке. Компания несет расходы по транспортировке нефти в России по всем экспортным поставкам и большей части продаж на внутреннем рынке. Величина расходов на транспортировку нефти значительно колеблется в зависимости от источника и конечного пункта поставок нефти.

Поскольку практически вся нефть добывается в России вертикально интегрированными компаниями, понятие сопоставимой рыночной цены на нефть отсутствует. Большая часть операций проводится между компаниями, входящими в состав той или иной вертикально интегрированной группы. В России также имеется рынок избыточной нефти, которая добывается, но не перерабатывается или не экспортируется ни одной из вертикально интегрированных компаний. Цены на такую нефть определяются, как правило, от операции к операции с учетом мировых цен на нефть, но при этом без прямой привязки или взаимосвязи. В любой момент могут наблюдаться значительные расхождения между регионами по ценам на нефть одного и того же качества в результате упомянутого выше регионального дисбаланса, а также влияния экономических условий и конкуренции в регионах.

Цены на нефтепродукты на внутреннем рынке

Цены на нефтепродукты на внутреннем рынке в определенной степени зависят от мировых цен на сырую нефть, но при этом на них также оказывает прямое влияние конкуренция, спрос на местном уровне, а также цены государственных закупок. Доля нефтепродуктов, реализуемых ОАО «ЛУКОЙЛ» на внутреннем рынке, составляет 54,4% от общего объема продаж Компании (54,8% в первом полугодии 2003 года), но представляет 57,0% общей выручки (58,6% в первом полугодии в 2003 года). В целом

цены на нефтепродукты, реализуемые на территории России в розницу, сопоставимы с ценами на нефтепродукты на розничном рынке США. Так, например, в первом полугодии 2004 года розничная цена бензина марки Regular в США составляла около 48 центов за литр. Розничная цена бензина аналогичного качества (Аи-95) в центральных регионах России в первом полугодии 2004 года составляла 42 цента за литр. По сравнению с первым полугодием 2003 года розничные цены на бензин и дизельное топливо в России выросли более чем на 21%.

Реализация сырой нефти

В первом полугодии 2004 года ОАО «ЛУКОЙЛ» снизило объемы продаж на рынках стран СНГ на 9,6%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года. При этом ОАО «ЛУКОЙЛ» увеличило объем экспорта российскими предприятиями Группы на международных рынках (кроме стран СНГ), что, наряду с ростом средней цены реализации сырой нефти на международных рынках (кроме стран СНГ) с 25,20 до 29,83 долл./барр., позволило Компании дополнительно получить 1 061 млн. долл. выручки.

Реализация нефтепродуктов

Выручка от реализации нефтепродуктов составила 57,0% от общей выручки (54,4% от общего объема реализации) по сравнению с 58,6% в первом полугодии 2003 года (54,8% от общего объема реализации).

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 43,85 долл./тонну, или 18,0% по сравнению с аналогичным периодом 2003 года. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителем за пределами Российской Федерации, увеличился на 3 231 тыс. тонн, или 23,8%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 1 525 млн. долл., или на 46,1%.

В первом полугодии 2004 года Компания увеличила реализацию нефтепродуктов через свою розничную сеть за пределами Российской Федерации на 400 тыс. тонн, или на 22,2%, по сравнению с аналогичным периодом в 2003 году. Средняя розничная цена выросла до 676,12 долл./тонну, или на 16,1%. В результате выручка от розничных продаж на международных рынках выросла на 440 млн. долл., или на 42%. Выручка от розничных продаж в первом полугодии 2004 года составляет 23,5% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках.

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в первом полугодии 2004 года уменьшилась на 817 тыс. тонн, или на 8,6%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года. Снижение реализации обусловлено ростом розничных продаж в России и увеличением экспорта нефтепродуктов. В то же время снижение объемов оптовой реализации было компенсировано ростом средней цены на 33,45 долл./тонну, или на 25,7%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 183 млн. долл., или на 14,9%.

Розничная реализация в России в первом полугодии 2004 года увеличилась на 170 тыс. тонн, или 15,5%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 405,01 долл./тонну, или на 27,5%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 165 млн. долл., или на 47,2%.

Указанная выручка составляет 26,6% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в первом полугодии 2004 года.

Реализация продуктов нефтехимии

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 207 млн. долл., или на 52%, в основном в результате увеличения объемов производства до 1 082 тыс. тонн в первом полугодии 2004 года, или на 14,3%, по сравнению с аналогичным периодом 2003 года, и роста средних цен реализации.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции и услуг выросла на 103 млн. долл., или на 18,8%, в результате роста реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказания прочих услуг сторонним организациям.

Доля в прибыли зависимых компаний

Доля в прибыли зависимых компаний, составила 132 млн. долл. Это на 41 млн. долл. больше, чем в аналогичном периоде 2003 года.

8.2 СТРУКТУРА ЗАТРАТ

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

Таблица 31.: Операционные расходы

	(млн. долл.)		
	6 мес. 2003	6 мес. 2004	Изм.
Затраты на добычу	694	752	8,4%
Затраты на переработку	237	253	6,8%
Затраты предприятий нефтехимии	68	89	30,9%
Прочие операционные расходы	362	240	-33,7%
Итого операционные расходы	1 361	1 334	-2,0%
Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов	2 665	4 328	62,4%

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

По сравнению с аналогичным периодом 2003 года величина операционных расходов уменьшилась на 27 млн. долл., или на 2%. Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов увеличились на 1 663 млн. долл. (или 62,4%) по сравнению с аналогичным периодом 2003 года в результате увеличения объемов операций по купле-продаже сырой нефти и нефтепродуктов.

В состав затрат по добыче входят затраты на текущий ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии и иные аналогичные затраты.

Расходы добывающих предприятий Компании по реализации товаров и услуг (электроснабжения, теплоснабжения и т.п.), не относящиеся к основной деятельности, исключены из затрат по добыче и включены в состав прочих операционных затрат.

Следует отметить, что несмотря на реальное укрепление рубля за период, начиная с 1 июля 2003 года на 15,3% (в том числе за первое полугодие 2004 года на 7,8%), средняя величина удельных затрат на добычу нефти снизилась с 2,59 долл./барр. до 2,53 долл./барр., или 2,3%. Снижение удельных затрат обусловлено ростом средних дебитов скважин с 9,41 тонн нефти в день до 10,62 тонн в день, или на 12,9%, а также

реструктуризацией нефтедобывающих активов Компании в Пермском регионе. Рост затрат на добычу нефти обусловлен увеличением объемов добычи нефти дочерними компаниями Группы с 36,3 млн. тонн в первом полугодии 2003 года до 40,6 млн. тонн в первом полугодии 2004 года. Таким образом, общая величина затрат на добычу нефти выросла по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 58 млн. долл., или 8,4%.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в первом полугодии 2004 года по сравнению с аналогичным периодом 2003 года на 16 млн. долл., или на 6,8%.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 13,7%, или 22 млн. долл. В основном это связано с ростом курса рубля относительно доллара США.

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом снизились на 7,9%, или на 6 млн. долл. В основном это связано с тем, что в первом полугодии 2003 года были проведены большие объемы работ по капитальному ремонту, чем в первом полугодии 2004 года.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились по сравнению с первым полугодием 2003 года на 21 млн. долл., или 30,9%. Это связано с ростом объемов производства.

Прочие операционные расходы включают в себя стоимость услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.), реализуемых добывающими компаниями, а также операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы также включают в себя расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, и величину изменения остатка запасов на торговых предприятиях Группы. Объем этих затрат уменьшился по сравнению с аналогичным периодом 2003 года на 122 млн. долл., или на 33,7%, что связано с изменением запасов нефти и нефтепродуктов в первом полугодии 2004 года.

Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов выросли на 1 663 млн. долл., или на 62,4%, по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов операций по купле-продаже нефтепродуктов на 3 925 тыс. тонн.

Транспортные расходы

Увеличение общего объема продаж повлекло увеличение транспортных расходов. Однако основными факторами роста этих расходов Компании по сравнению с первым полугодием 2003 года на 444 млн. долл., или на 47,3%, стали рост тарифов на транспортировку и увеличение объема нефти и нефтепродуктов, перевозимых морским, железнодорожным и речным транспортом.

Рост тарифов за период, начиная с 1 июля 2003 года, составил: на трубопроводный транспорт – 39,8%; на морские перевозки – 34,4% (средневзвешенное изменение тарифа с учетом объемов транспортировки по различным направлениям); на железнодорожные перевозки – 26,3%. При этом, объем перевозок морским путем увеличился на 21,8%.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

По сравнению с первым полугодием 2003 года величина коммерческих, общехозяйственных и административных расходов Компании увеличилась на 164 млн. долл., или на 21,6%. В их состав входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию, содержанию и обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, расходы по созданию резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Рост расходов был обусловлен, прежде всего, реальным укреплением рубля к доллару на 15,3% начиная с 1 июля 2003 года. Также на величину коммерческих, общехозяйственных и административных расходов оказало влияние изменение резерва по сомнительным долгам. В первом полугодии 2003 года резерв уменьшился на 2 млн. долл., тогда как в первом полугодии 2004 года расходы по созданию резерва по сомнительным долгам составили 27 млн. долл.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы за первое полугодие 2004 года включают в себя 19 млн. долл. расходов, относящихся к компаниям, приобретенным или созданным во втором полугодии 2003 года.

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов. По сравнению с первым полугодием 2003 года величина расходов Компании, связанных с износом и амортизацией, увеличилась на 59 млн. долл., или на 13%. Рост амортизации связан с выполнением Компанией программы капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества. Однако этот фактор был частично компенсирован ростом объема доказанных запасов углеводородов и, следовательно, увеличением срока полезного использования основных средств Компании.

Налоги помимо налога на прибыль

Налоги, помимо налога на прибыль, включают налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество и отчисления в социальные фонды.

Таблица 32.: Налоги

	(млн. долл.)			
	6 мес. 2003		6 мес. 2004	
	в России	за рубежом	в России	за рубежом
Налог на добычу полезных ископаемых	906	–	1 275	–
Социальные налоги и отчисления	130	9	160	13
Налог на имущество	51	8	61	9
Прочие налоги и отчисления	20	16	27	13
Итого	1 107	33	1 523	35
Всего за период		1 140		1 558

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Рост налогов был обусловлен, главным образом, ростом налога на добычу полезных ископаемых на 369 млн. долл., размер которого определяется в зависимости от цены на сырую нефть на мировых рынках. Социальные налоги и отчисления выросли на 34 млн. долл., или на 24,5%, по сравнению с первым полугодием 2003 года.

Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу продуктов переработки, а также пошлины на экспорт продуктов переработки и сырой нефти. По сравнению с прошлым отчетным периодом акцизы и экспортные пошлины увеличились на 618 млн. долл., или на 46,5%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом ставок экспортных пошлин, а также увеличением объемов экспорта Компании. Увеличение суммы акцизов на продукты переработки, уплачиваемых зарубежными предприятиями Компании, стало результатом повышения ставок акцизов и налога на реализацию ГСМ, а также увеличения объемов реализуемой за рубежом продукции, в основном в США.

Таблица 33.: Акцизы и пошлины

	6 мес. 2003		6 мес. 2004	
	в России	за рубежом	в России	за рубежом
Акциз и налог на реализацию продуктов переработки	190	463	250	756
Экспортные пошлины	672	4	935	6
Итого	862	467	1 185	762
Всего за период	1 329		1 947	

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Расходы на проведение поисково-разведочных работ

Расходы на поисково-разведочные работы капитализируются в случае обнаружения коммерческих запасов нефти и газа. В противном случае эти расходы списываются на расходы текущего периода. За первое полугодие 2004 года общая сумма таких расходов увеличилась по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 33 млн. долл., или на 61,1%.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов за первое полугодие 2004 года составил 71 млн. долл. по сравнению с 68 млн. долл. за аналогичный период прошлого года. Во втором квартале 2004 года ОАО «ЛУКОЙЛ» признало убыток от снижения стоимости вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» в связи с решением об его продаже. Данный убыток включен в статью отчета о прибылях и убытках «Убыток от выбытия и снижения стоимости активов» в размере 35 млн. долл. Для подробной информации см. Примечание №8 «Активы и обязательства банка, предполагаемого к продаже, и активы для продажи» к консолидированной финансовой отчетности.

Расходы по уплате процентов

Процентные расходы выросли в первом полугодии 2004 года на 3 млн. долл., или 2,1%, по сравнению с первым полугодием 2003 года в результате роста объема привлеченных средств, включая остатки на клиентских и депозитных счетах банков, входящих в состав Группы. Так по состоянию на 30 июня 2003 года общая сумма привлеченных средств составляла 4 474 млн. долл. (в том числе остатки на клиентских депозитах дочерних банков – 845 млн. долл.), а по состоянию на 30 июня 2004 года – 5085 млн. долл. (в том числе остатки на клиентских депозитах дочерних банков, а также обязательства ОАО Банк «Петрокоммерц», предполагаемого к продаже – 897 млн. долл.).

Налог на прибыль

По сравнению с первым полугодием 2003 года общая величина расходов Компании по налогу на прибыль увеличилась на 297 млн. долл., или на 71,7%, в то время как прибыль до уплаты налогов снизилась на 239 млн. долл., или 9,0% (без учета прибыли от продажи доли Группы в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли», прибыль до уплаты налогов выросла на 891 млн. долл., или 58,8%).

Эффективная ставка налога на прибыль в первом полугодии 2004 года составила 29,5% (за первое полугодие 2003 года – 27,3%, без учета прибыли от продажи доли Группы в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»), что выше, чем установленная максимальная ставка для Российской Федерации (24%). Это связано с тем, что некоторые понесенные в текущем периоде расходы не вычитались для целей налогообложения или принимались к вычету только в ограниченных пределах. Кроме того, несмотря на то, что в консолидированной финансовой отчетности был признан убыток от снижения стоимости вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц», налог на прибыль за первое полугодие 2004 года включает в себя налоговое обязательство в размере 17 млн. долл., относящееся к указанной сделке, так как в соответствии с российским законодательством продажа вложений в банк приводит к возникновению налоговых обязательств, что, в свою очередь, приводит к увеличению эффективной ставки налога на прибыль в первом полугодии 2004 года.

8.3 КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В 2003 году Компания использовала 4 106 млн. долл. на капитальные вложения и приобретение долей в других компаниях, а также прочие инвестиции. За первое полугодие 2004 года объем капитальных вложений и прочих инвестиций составил 2 141 млн. долл. Общий объем капитальных затрат за первое полугодие 2004 года составил 1 550 млн. долл. (1 297 млн. долл. за аналогичный период 2003 года).

Таблица 34.: Анализ капитальных затрат¹

	(млн. долл.)			
	2002	2003	6 мес. 2003	6 мес. 2004
Разведка и добыча				
Россия	1 078	1 537	741	949
За рубежом	333	247	201	72
Итого разведка и добыча	1 411	1 784	942	1 021
Переработка, торговля и сбыт				
Россия	683	960	336	369
За рубежом	110	274	88	206
Итого переработка, торговля и сбыт	793	1 234	424	575
ИТОГО капитальных затрат	2 204	3 018	1 366	1 596
Приобретение компаний и инвестиции общества ²				
Разведка и добыча				
Россия	67	989	800	–
За рубежом	–	–	–	–
Итого разведка и добыча	67	989	800	–
Переработка, торговля и сбыт				
Россия	53	23	–	5
За рубежом	57	257	–	1
Итого переработка, торговля и сбыт	110	280	–	6

За минусом приобретенных денежных средств

	-4	-44	-35	—
ИТОГО	173	1 225	765	6

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечание:

¹ Включая неденежные операции.² Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей.**8.4 ДОЛГОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА***Структура кредиторской задолженности***Таблица 35.: Краткосрочные банковские кредиты и займы**

	(млн. долл.)	
	31 декабря 2003 г.	30 июня 2004 г.
Краткосрочные кредиты и займы	1 001	1 332
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	411	314
Итого	1 412	1 646

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Основная часть краткосрочных кредитов и займов получена от различных сторонних организаций и, как правило, обеспечена экспортными поставками, основными средствами и ценными бумагами.

Таблица 36.: Долгосрочные банковские кредиты и займы

	(млн. долл.)	
	31 декабря 2003 г.	30 июня 2004 г.
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	2 322	2 364
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 году	366	373
Долгосрочные обязательства по аренде	115	119
Общая сумма долгосрочных кредитов и займов	2 803	2 856
Текущая часть долгосрочных кредитов и займов	(411)	(314)
Итого	2 392	2 542

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США со сроками погашения от 2004 до 2027 годов и, как правило, обеспечена экспортными поставками, основными средствами и ценными бумагами.

Конвертируемые облигации в долларах США

29 ноября 2002 года одна из компаний ОАО «ЛУКОЙЛ» выпустила 350 000 3,5% конвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. каждая, обмениваемых на ГДР из расчета 12,112 (ранее 11,948) ГДР за облигацию, со сроком погашения 29 ноября 2007 года. Эти облигации могут конвертироваться в ГДР с 9 января 2003 года 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 может погашать облигации денежными средствами до наступления срока их погашения, однако при этом она должна будет уплатить соответствующие штрафы за досрочное погашение. Учетная стоимость облигаций увеличивается до суммы погашения на соответствующую дату. Начисление увеличения до суммы погашения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Таблица 37.: Задолженность Группы «ЛУКОЙЛ»

	Задолженность на 1.10.2004	Задолженность по состоянию на 31 декабря						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ОАО «ЛУКОЙЛ»	1 212	985	794	519	315	114	57	0
Российские дочки ОАО «ЛУКОЙЛ»	802	703	588	500	402	307	241	196
LUKOIL Overseas	214	195	147	107	68	40	29	13
LITASCO	497	18	17	17	16	16	15	13
LUKOIL International GMBH	1 002	1,002	671	629	224	190	158	15
Прочие	5	-	-	-	-	-	-	-
Общий итог	3 731	2 903	2 217	1 772	1 026	666	501	236

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ»

8.5 КАПИТАЛИЗАЦИЯ КОМПАНИИ

Акции Компании торгуются на российских биржах РТС, ММВБ, СПББ, ФБ СПб. Действуют программы американских депозитарных расписок и глобальных депозитарных расписок на акции ОАО «ЛУКОЙЛ», которые торгуются на внебиржевом рынке США и на биржах Лондона, Берлина, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта. Одна депозитарная расписка соответствует четырем обыкновенным акциям ОАО «ЛУКОЙЛ».

Рост ликвидности и соответственно инвестиционной привлекательности оправдали усилия Компании, предпринятые для получения листинга на Лондонской фондовой бирже. (В августе 2002 года ОАО «ЛУКОЙЛ» стало первой российской компанией, получившей полный вторичный листинг на Лондонской фондовой бирже путем включения ее ценных бумаг в официальный список Управления Великобритании по листингу.) Уже в январе 2003 года акции ОАО «ЛУКОЙЛ» заняли лидирующие позиции по общему объему торгов – 36,6% от общего объема торгов ценными бумагами эмитентов из Центральной и Восточной Европы, что в стоимостном выражении составило более 900 млн. долл. Рост ликвидности и снижение волатильности котировок акций также привело к снижению стоимости заимствованного капитала, что позволило обеспечить дополнительные конкурентные преимущества Компании.

В течение 2003 года рос интерес инвесторов к ценным бумагам ОАО «ЛУКОЙЛ». Так, в первом квартале 2003 года торговый оборот по акциям Компании составил около 3 млрд. долл., в последнем квартале 2003 года торговый оборот по акциям ОАО «ЛУКОЙЛ» увеличился более чем в 2,6 раза и составил около 8 млрд. долл.

Инвестиционное сообщество положительно оценило результаты программы реструктуризации, проводимой Компанией с апреля 2002 года и направленной на повышение инвестиционной привлекательности, что отразилось на росте акционерной стоимости ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2003 году капитализация Компании выросла на 34% (в 2002 году — на 19%). В течение 2003 года котировки акций Компании выросли на 50% (рост индекса РТС в 2003 году составил 57%).

В 2003 году ОАО «ЛУКОЙЛ» было признано победителем конкурса «Лучшие российские предприятия-2003» в номинации «Лучшее предприятие-эмитент российского фондового рынка». Организаторы конкурса — Российский союз промышленников и предпринимателей и Торгово-промышленная палата Российской Федерации. Номинация учреждена Московской межбанковской валютной биржей.

Таблица 38.: История капитализации ОАО «ЛУКОЙЛ»

	(млн. долл.)						
	31.12.98	31.12.99	31.12.00	31.12.01	31.12.02	31.12.03	30.10.04
Обыкновенные акции	3 379	7 698	6 865	9 845	13 410	18 794	25 497
Привилегированные акции	136	357	653	-	-	-	-
Капитализация, всего	3 515	8 055	7 519	9 845	13 410	18 794	25 497

Источник: ОАО «ЛУКОЙЛ», Bloomberg

9. ПОРУЧИТЕЛЬ – ООО «Трейд-Финанс»³

9.1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Полное фирменное наименование: Общество с ограниченной ответственностью «Трейд-Финанс»

Сокращенное фирменное наименование: ООО «Трейд-Финанс»

Место нахождения: 115162, Российская Федерация, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 29, корп. 2

Почтовый адрес: 115162, Российская Федерация, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 29, корп. 2

Телефон: (7-095) 230-10-72 Факс: (7-095) 230-10-72

9.2 ОПИСАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В настоящее время хозяйственная деятельность ООО «Трейд-Финанс» не ведется.

9.3 УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ И ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ

Акционеры (участники) поручителя: Счастливый Юрий Васильевич

Доля в уставном капитале поручителя: 100%

9.4 УПРАВЛЕНИЕ И РУКОВОДСТВО

Генеральный директор: Строков Михаил Иванович, 1945 г.р.

³ Необходимость выставление оферты о предоставлении обеспечения в форме поручительства со стороны ООО «Трейд-Финанс» в пользу владельцев Облигаций продиктовано исключительно требованиями действующего законодательства, ограничивающего объем облигационного выпуска размером уставного капитала эмитента или объемом поручительства, выданного третьими лицами

10. ОПИСАНИЕ ОБЛИГАЦИЙ

10.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Документарные процентные неконвертируемые облигации на предъявителя с обязательным централизованным хранением серии 02 номинальной стоимостью 1 000 (Одна тысяча) рублей каждая на сумму 6 000 000 000 (Шесть миллиардов) рублей с купонным доходом, выплачиваемым каждые 182 (сто восемьдесят два) дня, со сроком погашения на 1 820 (Одна тысяча восемьсот двадцатый) день с даты начала размещения, будут размещены Эмитентом на основании Решения о выпуске ценных бумаг и Проспекта Облигаций, утвержденных Решением Совета Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» от 22 марта 2004 года и зарегистрированных решением Федеральной комиссии по рынку ценных бумаг Российской Федерации от 16 апреля 2004 года с присвоением Облигациям государственного регистрационного номера 4-02-00077-А. Облигации обеспечены поручительством ООО «Трейд-Финанс» за исполнение обязательств Эмитента по выплате купонного дохода и номинальной стоимости по 6 000 000 (Шести миллионам) Облигаций, а также по публичным безотзывным обязательствам (офертам) Эмитента по выкупу Облигаций, определяемым в соответствии с Решением о выпуске и Проспектом Облигаций.

Нижеследующее описание является кратким изложением существенных условий обращения данных Облигаций. Это описание не охватывает полностью условия обращения Облигаций. Эмитент настоятельно рекомендует всем потенциальным инвесторам ознакомиться с Решением о выпуске и Проспектом Облигаций во всей их полноте, так как именно эти документы, а не данное описание определяют права инвесторов как владельцев Облигаций.

10.2 УЧЕТ ПРАВ НА ОБЛИГАЦИИ

Права на все Облигации выпуска удостоверяются одним Сертификатом. До Даты начала размещения Облигаций Эмитент передает Сертификат на хранение в Депозитарий. Сертификат подлежит обязательному хранению в Депозитарии и не может выдаваться на руки держателям или владельцам Облигаций.

Права на Облигации учитываются Держателями Облигаций в виде записей по счетам депо, открытым владельцами Облигаций у Держателей Облигаций, а также Депозитарием в виде записей по счетам депо, открытым Депозитарием владельцам и Держателям Облигаций. Права на Облигации, которые хранятся и/или права на которые учитываются Депозитарием или Держателями Облигаций, считаются переданными с момента внесения Депозитарием или Держателями Облигаций соответствующей записи по счету депо приобретателя (клиента, депонента).

10.3 РАЗМЕЩЕНИЕ И ОБРАЩЕНИЕ ОБЛИГАЦИЙ

Первичное размещение Облигаций настоящего выпуска осуществляется путем открытой подписки, проводимой на ММВБ в Секции фондового рынка в соответствии с Правилами Секции фондового рынка.

Размещение облигаций производится на Конкурсе по определению процентной ставки по первому купону (далее – «Конкурс») путем заключения сделок купли-продажи по номинальной стоимости Облигаций. Продавцом Облигаций при размещении выступает Андеррайтер, действующий от своего имени, но по поручению и за счет Эмитента. Начиная со второго дня размещения Облигаций, покупатель при совершении сделки купли-продажи Облигаций также уплачивает накопленный купонный доход по Облигациям. Конкурс проводится в соответствии с регламентом, установленным ММВБ.

Заключение сделок по размещению Облигаций начинается после подведения итогов Конкурса и заканчивается в дату окончания размещения Облигаций.

Размещение Облигаций осуществляется в Секции фондового рынка ЗАО «ММВБ» в соответствии с Правилами Секции фондового рынка ММВБ. Сделки при размещении Облигаций заключаются в Секции фондового рынка ММВБ путем удовлетворения адресных заявок на покупку/ продажу Облигаций, поданных с использованием торговой и клиринговой систем ММВБ. Посредником при размещении выступает Андеррайтер (ООО «Брокерская компания «Резерв-инвест»).

Участники Конкурса

Участниками Конкурса, проводимого в дату начала размещения Облигаций, могут быть члены Секции фондового рынка ММВБ. В случае если потенциальный покупатель Облигаций не является членом Секции фондового рынка ММВБ, он должен заключить соответствующий договор с любым брокером, являющимся членом Секции фондового рынка ММВБ, и дать ему поручение на приобретение Облигаций.

Потенциальный покупатель Облигаций, являющийся членом Секции фондового рынка ММВБ, действует самостоятельно. Потенциальный покупатель Облигаций обязан открыть соответствующий счет депо в Депозитарии или у Держателя Облигаций.

Порядок подачи заявок на Конкурс

В день проведения Конкурса члены Секции фондового рынка ММВБ подают заявки на приобретение Облигаций в соответствии с Правилами Секции фондового рынка ММВБ. В каждой заявке указывается купонная ставка, по которой потенциальные покупатели готовы приобрести Облигации.

К началу проведения Конкурса члены Секции фондового рынка ММВБ резервируют на счетах Члена секции фондового рынка, от имени которого подана заявка, в Расчетной палате ММВБ денежные средства в сумме, достаточной для полной оплаты Облигаций, указанных в заявках на покупку с учетом комиссионного сбора ММВБ.

Удовлетворение заявок на Конкурсе

По окончании Конкурса Андеррайтер по поручению Эмитента удовлетворяет полученные заявки, путем выставления встречных заявок на продажу Облигаций по номинальной стоимости, в которых указывается количество Облигаций, указанных в соответствующей заявке на покупку. Заявки Членов Секции фондового рынка на покупку Облигаций на Конкурсе удовлетворяются на условиях приоритета купонной ставки, указанной в заявках (т.е. заявки с более низкой купонной ставкой удовлетворяются в первую очередь). Если с одинаковой купонной ставкой зарегистрировано несколько заявок на покупку Облигаций, то в первую очередь

удовлетворяются заявки, поданные ранее по времени. В случае, если объем последней из удовлетворяемых заявок превышает количество Облигаций, оставшихся неразмещенными, то данная заявка на покупку удовлетворяется в размере неразмещенного остатка Облигаций. При этом заявка Члена Секции фондового рынка удовлетворяется при условии, что указанная в ней процентная ставка не выше установленной на Конкурсе. Неудовлетворенные заявки Членов Секции фондового рынка снимаются Андеррайтером.

После определения процентной ставки по первому купону и удовлетворения заявок, поданных в ходе Конкурса по определению процентной ставки по первому купону, Члены Секции фондового рынка ММВБ, действующие от своего имени и за свой счет, либо от своего имени, но за счет и по поручению потенциальных покупателей, не являющихся Членами Секции фондового рынка ММВБ, в любой рабочий день в течение срока размещения Облигаций могут подать адресную заявку Андеррайтеру на покупку Облигаций, оставшихся неразмещенными после удовлетворения заявок, поданных в ходе Конкурса по определению процентной ставки по первому купону, с указанием количества Облигаций, которое планируется приобрести.

Поданные заявки на покупку ценных бумаг удовлетворяются Андеррайтером в полном объеме в случае, если количество Облигаций в заявке на покупку Облигаций не превосходит количества неразмещенных Облигаций. В случае, если объем заявки на покупку Облигаций превышает количество Облигаций, оставшихся неразмещенными, то данная заявка на покупку ценных бумаг удовлетворяется в размере неразмещенного остатка Облигаций. При этом удовлетворение Андеррайтером заявок на покупку Облигаций происходит в порядке очередности их подачи. В случае размещения всего объема Облигаций, акцепт последующих заявок на приобретение Облигаций не производится.

Порядок определения размера купонного дохода, выплачиваемого по каждой из облигаций

Конкурс проводится в Дату начала размещения Облигаций.

Процентная ставка по первому купону определяется путем проведения Конкурса в Секции фондового рынка ММВБ среди потенциальных покупателей Облигаций в дату начала размещения Облигаций. В день проведения Конкурса Члены Секции фондового рынка ММВБ (далее – «Члены Секции») подают адресные заявки на покупку Облигаций с кодом расчетов Т0 с использованием торговой системы ММВБ, в соответствии с Правилами проведения торгов в Секции фондового рынка ММВБ и иными нормативными документами ММВБ, как за свой счет, так и за счет и по поручению клиентов. Время и порядок подачи заявок на Конкурс устанавливается ММВБ по согласованию с Эмитентом и/или Андеррайтером.

Заявки на приобретение Облигаций направляются Членами Секции в адрес Андеррайтера. Заявка на приобретение должна содержать следующие необходимые условия:

- Цена покупки - 100 % от номинальной стоимости;
- Количество Облигаций, которое потенциальный покупатель хотел бы приобрести в случае, если Эмитент назначит процентную ставку по первому купону Облигаций большую или равную указанной в заявке приемлемой процентной ставки;

- Величину приемлемой для инвестора процентной ставки по первому купону. Под термином «Величина приемлемой процентной ставки» понимается величина процентной ставки по первому купону, при объявлении которой Эмитентом потенциальный инвестор был бы готов купить количество Облигаций, указанных в заявке по цене 100% от номинала. Величина приемлемой процентной ставки должна быть выражена в процентах годовых с точностью до одной сотой процента.

Условием принятия заявки Члена Секции к исполнению является выполнение условий достаточности предоставленного обеспечения, предусмотренных Условиями клиринга ММВБ. Заявки, не соответствующие изложенным выше требованиям, к участию в Конкурсе не допускаются.

После окончания периода подачи заявок на Конкурс ММВБ составляет реестр введенных заявок (далее – «Сводный реестр введенных заявок») и передает его Андеррайтеру. Сводный реестр введенных заявок должен содержать условия каждой заявки: цену приобретения, количество ценных бумаг, дату поступления заявки, а также наименование Члена Секции, выставившего заявку, код клиента, присвоенный на ММВБ в случае, если заявка выставлена по поручению клиента. Сводный реестр введенных заявок утверждается финансовым консультантом Эмитента и передается на ММВБ.

Уполномоченный орган Эмитента принимает решение о величине процентной ставки по первому купону, и Андеррайтер сообщает о принятом Эмитентом решении ММВБ в письменном виде. Андеррайтер публикует сообщение о величине процентной ставки по первому купону при помощи торговой системы ММВБ путем отправки электронных сообщений всем Членам Секции. Информация о величине процентной ставки по первому купону Облигаций также раскрывается Эмитентом в порядке раскрытия информации о существенных фактах в соответствии с нормативными актами ФКЦБ России в порядке, предусмотренном пунктом 11 Решения о выпуске Облигаций и пунктом 2.9 Проспекта о выпуске Облигаций.

Обращение Облигаций

Для организации допуска Облигаций к размещению, обращению и к включению в котировальные листы ММВБ Организаторы подадут все необходимые заявления и документы, а также предпримут все иные необходимые для этого действия.

Вторичное обращение Облигаций осуществляется исключительно на территории Российской Федерации без каких-либо ограничений, установленных российским законодательством, путем заключения гражданско-правовых сделок с Облигациями в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Оферта

Владельцы Облигаций имеют право требовать от ОАО «ЛУКОЙЛ» приобретения Облигаций в течение семи последних дней шестого купонного периода. Цена приобретения Облигаций по оферте определяется уполномоченным органом Эмитента ОАО «ЛУКОЙЛ» не позднее, чем за семь дней до Даты размещения Облигаций

10.4 ПЛАТЕЖИ ПО ОБЛИГАЦИЯМ

Датами выплаты купонного дохода по шести купонам Облигаций выпуска являются следующие даты:

- Купонный доход по 1 купону выплачивается на 182-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 2 купону выплачивается на 364-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 3 купону выплачивается на 546-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 4 купону выплачивается на 728-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 5 купону выплачивается на 910-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 6 купону выплачивается на 1 092-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 7 купону выплачивается на 1 274-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 8 купону выплачивается на 1 456-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 9 купону выплачивается на 1 638-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска;
- Купонный доход по 10 купону выплачивается на 1 820-й день со дня начала размещения Облигаций выпуска.

Купонный доход по последнему (десятому) купону выплачивается одновременно с погашением Облигаций в 1 820-й (одна тысяча восемьсот двадцатый) день с Даты начала размещения Облигаций выпуска.

Купонный доход выплачивается в день окончания купонного периода Платежным агентом, назначенным Эмитентом, при этом если дата выплаты приходится на субботу, воскресенье, праздничный день или иной день, не являющийся рабочим в Российской Федерации, то выплата осуществляется в первый рабочий день, следующий за днем окончания купонного периода. Владелец Облигации не имеет права требовать начисления процентов или какой-либо иной компенсации за такое исполнение обязательств по выплате купонного дохода.

Выплата купонных доходов по Облигациям производится в валюте Российской Федерации в безналичном порядке лицам, указанным в списке владельцев и Держателей Облигаций, в пользу владельцев Облигаций. Владелец Облигации, если он не является депонентом Депозитария, может уполномочить Держателя Облигаций получать суммы купонных доходов, выплачиваемых по Облигациям.

Выплата купонных доходов по Облигациям производится в пользу владельцев Облигаций, являющихся таковыми по состоянию на конец операционного дня Депозитария, предшествующего третьему рабочему дню до даты выплаты купонного дохода по Облигациям («Дата составления перечня владельцев и Держателей Облигаций в целях выплаты купонных доходов»). Исполнение обязательств по отношению к владельцу, являющемуся таковым на Дату составления перечня владельцев и Держателей Облигаций в целях выплаты купонных доходов, признается

надлежащим, в том числе в случае отчуждения Облигаций после Даты составления перечня владельцев и Держателей Облигаций в целях выплаты купонных доходов.

В дату выплаты купонного дохода по Облигациям Платежный агент переводит денежные средства в уплату купонного дохода на банковские счета владельцев и Держателей Облигаций, указанные в перечне владельцев и Держателей Облигаций. Держатели Облигаций, не являющиеся владельцами Облигаций, перечисляют денежные средства в уплату купонного дохода владельцам Облигаций в порядке, определенном между Держателем Облигаций и владельцем Облигаций. В случае, когда владельцами Облигаций являются иностранные организации, Держатели Облигаций будут считаться налоговыми агентами, на которых возложены обязанности по исчислению, удержанию и перечислению в бюджет налога на купонный доход.

Обязательства Эмитента по уплате соответствующего купонного дохода по Облигациям считаются исполненными после списания средств со счета Эмитента и/или корреспондентского счета Платежного агента в оплату купонного дохода в адрес владельцев и Держателей Облигаций.

Погашение и выплата основной суммы

Облигации погашаются по номинальной стоимости в дату, наступающую на 1 820 (одна тысяча восемьсот двадцатый) день с Даты начала размещения Облигаций, Эмитентом и/или Платежным агентом по поручению Эмитента. При этом, если Дата погашения приходится на субботу, воскресенье, праздничный день или иной день, не являющийся рабочим в Российской Федерации, то выплата суммы погашения осуществляется в первый рабочий день, следующий за Датой погашения. Владелец Облигации не имеет права требовать начисления процентов или какой-либо иной компенсации за такое исполнение Эмитентом обязательств по погашению Облигаций.

Погашение Облигаций производится в валюте Российской Федерации в безналичном порядке лицам, включенным Депозитарием в перечень владельцев и Держателей Облигаций, в пользу владельцев Облигаций. Владелец Облигации, если он не является депонентом Депозитария, может уполномочить Держателя Облигаций получать купонные доходы и суммы от погашения Облигаций.

Погашение Облигаций производится в пользу владельцев Облигаций, являющихся таковыми по состоянию на конец операционного дня Депозитария, предшествующего третьему рабочему дню до даты погашения Облигаций («Дата составления перечня владельцев и Держателей Облигаций в целях погашения»). Исполнение обязательств по отношению к владельцу, являющемуся таковым на Дату составления перечня владельцев и Держателей Облигаций в целях погашения, признается надлежащим, в том числе в случае отчуждения Облигаций после Даты составления перечня владельцев и Держателей Облигаций в целях погашения.

Списание Облигаций со счетов депо в Депозитарии производится при погашении всех Облигаций после выполнения Эмитентом и/или Платежным агентом своих обязательств по переводу денежных средств в погашение Облигаций и в оплату купонного дохода за последний купонный период, о чем Эмитент и/или Платежный агент уведомляет Депозитарий в течение 1 (одного) рабочего дня с даты исполнения Эмитентом обязательств по погашению Облигаций и по оплате купонного дохода за последний купонный период.

При погашении Облигаций выплачивается купонный доход за последний купонный период.

Погашение Сертификата производится после списания всех Облигаций со счетов депо в Депозитарии.

11. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ РОССИЙСКОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

11.1 НАЛОГ НА ДОБАВЛЕННУЮ СТОИМОСТЬ

В соответствии с положениями Налогового Кодекса Российской Федерации доходы от операций с размещаемыми Облигациями, а именно, доходы от реализации (выбытия, погашения) Облигаций, а также купонный доход, налогом на добавленную стоимость не облагаются.

11.2 ПОРЯДОК ОБЛОЖЕНИЯ НАЛОГОМ НА ПРИБЫЛЬ ДОХОДОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ЮРИДИЧЕСКИМИ ЛИЦАМИ-РЕЗИДЕНТАМИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ ОПЕРАЦИЙ С ОБЛИГАЦИЯМИ

Налоговая база по операциям с Облигациями определяется как сумма доходов от реализации (погашения) Облигаций, полученных в отчетном налоговом периоде, за вычетом расходов, принимаемых к вычету в отчетном налоговом периоде.

Доходы от реализации или прочего выбытия Облигаций определяются исходя из цены реализации (погашения) Облигаций и суммы накопленного процентного (купонного) дохода, уплаченной налогоплательщику покупателем или Эмитентом, а расходы – исходя из цены приобретения Облигаций (включая расходы, связанные с их приобретением), затрат на реализацию, суммы накопленного процентного (купонного) дохода, уплаченной налогоплательщиком продавцу. В сумму расходов не включаются суммы накопленного процентного (купонного) дохода, ранее принятые к вычету при определении налоговой базы.

В случае если налогоплательщик квалифицирует операцию с Облигациями как срочную сделку с финансовым инструментом, налоговая база определяется с учетом положений статей 301-305, 326, 327 Налогового Кодекса Российской Федерации. В случае проведения налогоплательщиком операций РЕПО с Облигациями налоговая база определяется с учетом положений статей 282 и 333 Налогового Кодекса Российской Федерации.

Цена реализации определяется как фактическая цена реализации в случае, если фактическая цена удовлетворяет критериям, определенным пунктами 5 и 6 статьи 280 Налогового Кодекса Российской Федерации (в зависимости от того, относятся Облигации к ценным бумагам, обращающимся или не обращающимся на организованном рынке ценных бумаг («ОРЦБ»)).

В случае если фактическая цена не удовлетворяет требованиям, установленным пунктами 5 и 6 статьи 280 Налогового Кодекса Российской Федерации, при налогообложении применяется цена, определяемая в соответствии с порядком, установленным Налоговым Кодексом Российской Федерации.

Налогоплательщики определяют налоговую базу по операциям с ценными бумагами, обращающимися на ОРЦБ, отдельно от налоговой базы по операциям с ценными бумагами, не обращающимися на ОРЦБ, за исключением профессиональных

участников рынка ценных бумаг, осуществляющих дилерскую деятельность. Профессиональные участники рынка ценных бумаг, осуществляющие дилерскую деятельность, формируют единую налоговую базу с учетом доходов и расходов, полученных от проведения операций с ценными бумагами.

Налогоплательщики, получившие убытки от операций с ценными бумагами, вправе перенести указанные убытки на будущее в размере до 30% налоговой базы в порядке, установленном статьей 283 Налогового Кодекса Российской Федерации. При этом перенос убытков, полученных от операций с ценными бумагами, обращающимися на ОРЦБ, и ценными бумагами, не обращающимися на ОРЦБ, осуществляется раздельно по указанным категориям ценных бумаг в пределах прибыли, полученной от операций с указанными категориями ценных бумаг. Данное положение не распространяется на профессиональных участников рынка ценных бумаг, осуществляющих дилерскую деятельность. Они определяют сумму убытка, подлежащего переносу на будущее, с учетом всех доходов и расходов, признаваемых для целей налогообложения, включая доходы и расходы по операциям с ценными бумагами.

При погашении купона Эмитентом процентный доход, подлежащий налогообложению, признается налогоплательщиком исходя из установленной доходности Облигаций в порядке, предусмотренном Налоговым Кодексом Российской Федерации. Налогоплательщики, определяющие доходы и расходы для целей налогообложения по методу начисления, обязаны рассчитывать и признавать для целей налогообложения процентный доход по Облигациям по состоянию на последнюю дату отчетного (налогового) периода.

Налоговая ставка в отношении доходов по операциям с Облигациями составляет 24 (Двадцать четыре) процента. Законодательными органами субъектов Российской Федерации могут быть приняты законы, снижающие ставку налога на прибыль не более чем на 4 (Четыре) процентных пункта.

11.3 ПОРЯДОК НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОХОДОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ФИЗИЧЕСКИМИ ЛИЦАМИ-РЕЗИДЕНТАМИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ ОПЕРАЦИЙ С ОБЛИГАЦИЯМИ

Налогообложение доходов, получаемых физическими лицами-резидентами Российской Федерации в виде купонного дохода и доходов, полученных при погашении Облигаций или при продаже Облигаций до наступления срока погашения, производится по ставке 13 (тринадцать) процентов.

Доход (убыток) по операциям купли-продажи Облигаций определяется как сумма доходов по совокупности сделок с ценными бумагами соответствующей категории, совершенных в течение налогового периода, за вычетом суммы убытков от операций с ценными бумагами этой категории. При этом доход (убыток) по сделкам купли-продажи Облигаций определяется как разница между суммами, полученными от реализации Облигаций, и расходами на приобретение, реализацию и хранение Облигаций (включая расходы, возмещаемые профессиональному участнику рынка ценных бумаг, проценты в пределах действующей ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации за пользование привлеченными для сделки купли-продажи Облигаций, обращающихся на ОРЦБ, средствами). Расходы могут быть приняты во внимание только при условии их фактического осуществления налогоплательщиком и наличия документов, подтверждающих указанные расходы.

В случае если расходы налогоплательщика не могут быть подтверждены документально, он вправе воспользоваться имущественным налоговым вычетом в размере, не превышающем 125 000 (сто двадцать пять тысяч) рублей, при продаже Облигаций, находившихся в собственности налогоплательщика менее трех лет, или в размере всего полученного дохода при продаже Облигаций, находившихся в собственности налогоплательщика три года и более.

По убыточным сделкам с ценными бумагами, обращающимися на ОРЦБ, размер убытка определяется с учетом предельной границы колебаний рыночной цены ценных бумаг. В настоящее время предельная граница колебаний рыночной цены установлена в размере 19,5 (девятнадцать целых пять десятых) процента.

Расчет и уплата суммы налога осуществляются налоговым агентом по окончании налогового периода или при осуществлении им выплаты денежных средств налогоплательщику до истечения очередного налогового периода.

При невозможности удержать у налогоплательщика исчисленную сумму налога налоговый агент (брокер, доверительный управляющий или иное лицо, совершающее операции по договору поручения, договору комиссии, иному договору в пользу налогоплательщика) в течение одного месяца с момента возникновения этого обстоятельства в письменной форме уведомляет налоговый орган по месту своего учета о невозможности указанного удержания и сумме задолженности налогоплательщика.

В соответствии с разъяснениями налоговых органов исчисление и уплата налога с сумм, полученных налогоплательщиком в налоговом периоде по сделкам купли-продажи ценных бумаг, принадлежащих ему на праве собственности, во исполнение которых налогоплательщик выступал продавцом ценных бумаг без заключения договоров на брокерское обслуживание, договоров доверительного управления на рынке ценных бумаг, договоров комиссии, поручения, иных подобных договоров, производятся на основании налоговой декларации, подаваемой налогоплательщиком в налоговый орган по окончании налогового периода. Налогоплательщики предоставляют налоговые декларации в срок до 30 апреля и уплачивают налог на доходы до 15 июля года, следующего за отчетным.

11.4 ПОРЯДОК ОБЛОЖЕНИЯ НАЛОГОМ НА ПРИБЫЛЬ ДОХОДОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ОТ ОПЕРАЦИЙ С ОБЛИГАЦИЯМИ ЮРИДИЧЕСКИМИ ЛИЦАМИ-НЕРЕЗИДЕНТАМИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Иностранные юридические лица, осуществляющие деятельность в Российской Федерации через постоянное представительство, определяют налоговую базу от проведения операций с Облигациями и исчисляют сумму налога, подлежащую уплате в бюджет, в порядке, аналогичном установленному для юридических лиц-резидентов Российской Федерации, с учетом положений статьи 307 Налогового Кодекса Российской Федерации.

Для иностранных юридических лиц, не осуществляющих деятельность в Российской Федерации через постоянное представительство, доходом, подлежащим налогообложению в Российской Федерации, признается полученный купонный доход по Облигациям. Налог подлежит удержанию налоговым агентом-источником выплаты по ставке 20 (двадцать) процентов.

В случае если между Российской Федерацией и государством, резидентом которого является иностранное юридическое лицо-получатель процентного дохода по Облигациям, заключено соглашение об избежании двойного налогообложения, применяется ставка, предусмотренная международным договором.

При этом для применения пониженной ставки или получения освобождения от уплаты налога на территории Российской Федерации иностранное юридическое лицо должно предъявить до выплаты купонного дохода налоговому агенту официальное подтверждение факта постоянного местонахождения в стране, с которой у Российской Федерации заключено соответствующее соглашение об избежании двойного налогообложения, заверенное компетентным органом соответствующего иностранного государства.

11.5 ПОРЯДОК НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОХОДОВ ОТ ОПЕРАЦИЙ С ОБЛИГАЦИЯМИ, ПОЛУЧЕННЫХ ФИЗИЧЕСКИМИ ЛИЦАМИ-НЕРЕЗИДЕНТАМИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Налогообложение доходов, получаемых физическими лицами-нерезидентами Российской Федерации в виде купонных выплат, доходов, полученных при погашении Облигаций или при продаже Облигаций до наступления срока погашения, производится по ставке 30 (тридцать) процентов, если иное не предусмотрено международными договорами об избежании двойного налогообложения.

Доход (убыток) по операциям купли-продажи Облигаций определяется как сумма доходов по совокупности сделок с ценными бумагами соответствующей категории, совершенных в течение налогового периода, за вычетом суммы убытков от операций с ценными бумагами этой категории. Физические лица-нерезиденты Российской Федерации имеют право на уменьшение налогооблагаемого дохода от продажи Облигаций на суммы фактически произведенных и документально подтвержденных расходов на их приобретение, реализацию и хранение. Предоставление стандартных имущественных налоговых вычетов в порядке, изложенном в п. 1 ст. 220 Налогового Кодекса Российской Федерации, налогоплательщикам-нерезидентам Российской Федерации не предусмотрено.

По убыточным сделкам с ценными бумагами, обращающимися на ОРЦБ, размер убытка определяется с учетом предельной границы колебаний рыночной цены ценных бумаг. В настоящее время предельная граница колебаний рыночной цены установлена в размере 19,5 (девятнадцать целых пять десятых) процента.

Расчет и уплата налога производятся налоговым агентом по окончании налогового периода или при осуществлении им выплаты денежных средств налогоплательщику до истечения очередного налогового периода. При получении освобождения от уплаты налога, проведении зачета, получении налоговых вычетов нерезидент имеет право предоставить требуемые документы, как до уплаты налога, так и в течение одного года после окончания того налогового периода, по результатам которого нерезидент претендует на получение освобождения от уплаты налога, проведение зачета, налоговых вычетов. Налоговый агент обязан удержать исчисленную сумму налога при отсутствии необходимых документов. Налогоплательщик имеет право вернуть удержанную сумму налога после подачи налоговой декларации и подтверждающих документов.

Если налог не был удержан налоговым агентом, то по окончании налогового периода налогоплательщик обязан предоставить в налоговые органы декларацию о полученных доходах и уплатить налог самостоятельно. Налогоплательщики предоставляют налоговые декларации в срок до 30 апреля и уплачивают налог на доходы до 15 июля года, следующего за отчетным.

Соглашением об избежании двойного налогообложения, действующим между Российской Федерацией и страной, резидентом которой является физическое лицо, может быть предусмотрено освобождение от уплаты налога либо взимание налога по более низкой ставке.

Для освобождения от уплаты налога, проведения зачета, получения налоговых вычетов или иных налоговых привилегий физическое лицо-нерезидент Российской Федерации должно представить в соответствующие подразделения Министерства Российской Федерации по налогам и сборам официальное подтверждение того, что оно является резидентом государства, с которым Российская Федерация заключила действующий в течение соответствующего налогового периода или его части договор (соглашение) об избежании двойного налогообложения, а также документ о полученном доходе и об уплате им налога за пределами Российской Федерации, подтвержденный налоговым органом соответствующего иностранного государства.

11.6 НАЛОГ НА ИМУЩЕСТВО

Облигации не являются объектом обложения налогом на имущество.

12. ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ОБРАЩЕНИЮ ОБЛИГАЦИЙ

Размещение и обращение Облигаций будет осуществляться исключительно на территории Российской Федерации в соответствии с условиями Решения о выпуске и Проспекта Облигаций. Облигации не регистрировались и не будут регистрироваться иначе, чем по законодательству Российской Федерации, регулиющему функционирование рынка данного вида ценных бумаг. Какие-либо ограничения по законодательству Российской Федерации по вторичному обращению Облигаций отсутствуют. Облигации не могут размещаться, обращаться, предлагаться к покупке или продаже, прямо или опосредованно, и настоящий Инвестиционный Меморандум не может распространяться в какой-либо иной стране, за исключением случаев, прямо предусмотренных законодательством такой страны, что должно определяться каждым потенциальным инвестором самостоятельно на свой страх и риск, при этом Эмитент, Организаторы и их консультанты не несут никакой ответственности за любое такое незаконное размещение, обращение, предложение или распространение.

13. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

13.1 СУЩЕСТВЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Кроме того, что было сообщено в Инвестиционном Меморандуме, Решении о выпуске и Проспекте Облигаций, зарегистрированных в ФКЦБ России, никаких существенных неблагоприятных изменений в финансовом положении ОАО «ЛУКОЙЛ» до 12 ноября 2004 года не произошло.

13.2 УВЕДОМЛЕНИЯ

Все уведомления и изменения в официальных юридических документах (за исключением документов, подлежащих государственной регистрации) считаются внесенными с момента доведения их до сведения неограниченного круга лиц в порядке, предусмотренном Проспектом Облигаций для раскрытия информации о регистрации выпуска Облигаций. Изменения и дополнения в Решении о выпуске и Проспекте Облигаций вступают в силу с момента уведомления ФКЦБ России о вносимых изменениях и дополнениях, при этом Эмитент заявляет, что он раскроет информацию о таких изменениях в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, а также доведет их до сведения неограниченного круга лиц в порядке, предусмотренном Проспектом Облигаций, для раскрытия информации о регистрации выпуска Облигаций.

14. ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

14.1 КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ, ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С ОПБУ США ЗА 2003 ГОД И ЗА 6 МЕСЯЦЕВ 2004 ГОДА



ОАО “ЛУКОЙЛ”

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2003 и 2002 гг.,

подготовленная в соответствии с ОПБУ США

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные балансы

По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.

Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
Хоба Л.Н.

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2003, 2002 и 2001 гг.

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

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

Прибыль на одну обыкновенную акцию
(в долларах США)

Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике

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

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2003, 2002 и 2001 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(продолжение)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

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

(в миллионах долларов США)

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

Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

В Российской Федерации происходят политические и экономические изменения, которые повлияли и могут продолжать влиять в будущем на деятельность компаний, осуществляющих свою деятельность в данных хозяйственных и экономических условиях. Таким образом, осуществление финансово-хозяйственной деятельности в России связано с существованием рисков, не типичных для стран с более развитой рыночной экономикой.

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

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

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

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

Выручка

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

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

Пересчет иностранной валюты

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

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

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

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

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Денежные средства, ограниченные в использовании

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

Дебиторская задолженность и векселя к получению

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

Запасы

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

Финансовые вложения

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

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

Основные средства

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

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

Производственные и накладные расходы относятся на затраты по мере возникновения.

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

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

Помимо активов производственного назначения некоторые компании Группы также осуществляют строительство и содержат объекты социального назначения. Эти активы капитализируются только в том случае, если в будущем предполагается получение Группой экономической выгоды от их использования. В случае их капитализации износ начисляется в течение предполагаемого срока их полезного использования.

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

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

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

Снижение стоимости долгосрочных активов

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 144 «Требования к учету обесценения и выбытия активов» долгосрочные активы, такие, как нефтедобывающие основные средства, прочие основные средства, а также приобретенные нематериальные активы, по которым начисляется амортизация, оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости, когда какие-либо события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость группы активов может быть не возмещена. Возмещаемость стоимости активов, используемых компанией, осуществляется путем сравнения учетной стоимости группы активов с прогнозируемой величиной будущих недисконтированных денежных потоков, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных денежных потоков, признается убыток от обесценения путем списания балансовой стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных денежных потоков. Активы, предназначенные для продажи, отражены в балансе отдельной статьей и учитываются по наименьшей из балансовой стоимости и справедливой стоимости за минусом расходов по продаже и не амортизируются. При этом активы и обязательства, относящиеся к группе активов, предназначенной для продажи, отдельно классифицируются в соответствующих разделах баланса как активы и обязательства для продажи.

Отложенный налог на прибыль

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

Заемные средства

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

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

Пенсионное обеспечение сотрудников

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

Собственные акции, выкупленные у акционеров

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

Прибыль на акцию

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

Условные события и обязательства

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

Расходы на природоохранные мероприятия

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

Использование производных финансовых инструментов

Группа принимает определенное ограниченное участие в торговле нефтепродуктами вне своей основной деятельности. Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено данной торговой деятельностью, а также хеджированием ценовых рисков и в настоящее время включает в себя фьючерсные и своп контракты, а также контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа учитывает данные операции по справедливой (рыночной) стоимости, при этом производные финансовые инструменты переоцениваются в каждом отчетном периоде. Реализованные и нереализованные прибыли или убытки, полученные в результате этой переоценки, отражаются свернуто в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли и убытки отражаются как актив или обязательство в консолидированном балансе.

Накопленный эффект от изменения в учетной политике

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

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

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики (продолжение)

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

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

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

Новые стандарты учета

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

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

Сравнительные данные

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

Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты

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

Примечание 4. Неденежные операции

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

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

В приведенной ниже таблице отражены неденежные операции в инвестиционной деятельности.

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

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

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению

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

Примечание 6. Запасы

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

Примечание 7. Финансовые вложения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

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

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

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

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

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

Примечание 10. Активы для продажи

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

Примечание 10. Активы для продажи (продолжение)

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

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

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

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

Примечание 12. Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков

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

Примечание 13. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рублевые облигации

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

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

Период погашения долгосрочных кредитов

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

Примечание 14. Налоги

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

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

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

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

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

Примечание 14. Налоги (продолжение)

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

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

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

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

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

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

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

Примечание 14. Налоги (продолжение)

В состав прочих налогов входят:

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

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

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

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

Примечание 14. Налоги (продолжение)

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

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

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

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

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

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

Примечание 15. Пенсионное обеспечение

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

Примечание 15. Пенсионное обеспечение (продолжение)

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

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

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

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

Примечание 15. Пенсионное обеспечение (продолжение)

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

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

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

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

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

Инвестиционная стратегия НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» предусматривает достижение максимальной инвестиционной доходности, при условии гарантирования минимального уровня доходности 5% в год. Стратегия заключается в инвестировании на среднесрочную перспективу, при поддержании необходимого уровня ликвидности путем рационального размещения активов. Инвестиционная политика включает в себя правила и ограничения, позволяющие избежать концентрации инвестиций.

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

Примечание 15. Пенсионное обеспечение (продолжение)

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

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

Расходы на пенсионное обеспечение представлены в приведенной ниже таблице.

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

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

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

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

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

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

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

Примечание 16. Акционерный капитал (продолжение)

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

Уставный капитал

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

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

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

Обыкновенные акции

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

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

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

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

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

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

Примечание 17. Финансовые инструменты (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

Примечание 18. Приобретение новых компаний

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

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

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

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

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

Примечание 18. Приобретение новых компаний (продолжение)

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

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

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

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

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

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

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

Примечание 18. Приобретение новых компаний (продолжение)

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

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

Примечание 19. Гарантии и поручительства

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

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

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

Гарантии по кредитам

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

Примечание 19. Гарантии и поручительства (продолжение)

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

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

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

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

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

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

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

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

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

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

Обязательства по операционной аренде

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

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

Страхование

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

Обязательства по природоохранной деятельности

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

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

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

Активы социального назначения

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

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в других странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

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

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

Примечание 20. Условные события и обязательства (продолжение)

Группа осуществляла налоговое планирование и принятие управленческих решений на основании законодательства, существовавшего на момент осуществления планирования. Налоговые органы регулярно проводят налоговые проверки предприятий Группы, что является нормальным в российских экономических условиях. Периодически налоговые органы пытаются производить начисление существенных дополнительных налоговых обязательств в отношении предприятий Группы. Руководство, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, считает, что обязательства по налогам отражены в полном объеме. Тем не менее соответствующие регулирующие органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными.

Судебные разбирательства

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

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

Прочие события

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

Примечание 21. Операции со связанными сторонами

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Примечание 22. Программа вознаграждения

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

Примечание 23. Сегментная информация

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

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

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

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

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

Сегменты основной деятельности

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

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

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

Географические сегменты

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

Примечание 23. Сегментная информация (продолжение)

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

Примечание 24. События после отчетной даты

Приобретение компаний

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

Капитальные затраты

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

- I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности.
- II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку.
- III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа.
- IV. Информация об объемах запасов.
- V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков.
- VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков.

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

I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности

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

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

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку

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

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

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

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

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

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

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

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

IV. Информация об объемах запасов

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

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

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

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

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

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

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

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

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

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

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

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

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

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

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

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)

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

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



ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Промежуточная консолидированная финансовая отчетность, подготовленная
в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета США,
за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 г.
(неаудированные данные)**

Данная промежуточная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена ОАО «ЛУКОЙЛ» в соответствии с ОПБУ США и не проверялась нашими независимыми аудиторами. Если в будущем аудит данной консолидированной финансовой отчетности будет проведен, и по результатам аудита потребуются изменения, мы не можем заверить, что такие изменения не будут существенны.

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные балансы

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

		30 июня 2004 (неаудированные данные)	31 декабря 2003
	Примечание		
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	6	946	1 435
Краткосрочные финансовые вложения		276	251
Дебиторская задолженность и векселя к получению, за минусом резерва по сомнительным долгам	7	3 639	3 790
Запасы		1 495	1 243
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		913	818
Прочие краткосрочные активы		516	334
Активы банка, предполагаемого к продаже, и активы для продажи	8	1 230	52
Итого краткосрочные активы		9 015	7 923
Финансовые вложения		691	594
Основные средства		18 056	16 859
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль		103	117
Нематериальные активы и деловая репутация		560	523
Долгосрочные активы банка, предполагаемого к продаже	8	446	-
Прочие долгосрочные активы		298	558
Итого активов		29 169	26 574
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		1 659	1 564
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	9	1 646	1 412
Клиентские депозиты дочерних банков		3	1 007
Обязательства по уплате налогов		1 170	943
Прочие краткосрочные обязательства		949	345
Обязательства банка, предполагаемого к продаже	8	894	-
Итого краткосрочные обязательства		6 321	5 271
Долгосрочные кредиты и займы	10	2 542	2 392
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль		544	497
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов		266	210
Прочие долгосрочные обязательства		610	249
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний		481	483
Итого обязательства		10 764	9 102
Акционерный капитал			
Обыкновенные акции	13	15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(556)	(435)
Добавочный капитал		3 564	3 522
Нераспределенная прибыль		15 386	14 371
Прочий накопленный совокупный убыток		(4)	(1)
Итого акционерный капитал		18 405	17 472
Итого обязательства и акционерный капитал		29 169	26 574

		30 июня 2004 (неаудированные данные)	31 декабря 2003
	Примечание		
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	6	946	1 435
Краткосрочные финансовые вложения		276	251
Дебиторская задолженность и векселя к получению, за минусом резерва по сомнительным долгам	7	3 639	3 790
Запасы		1 495	1 243
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		913	818
Прочие краткосрочные активы		516	334
Активы банка, предполагаемого к продаже, и активы для продажи	8	1 230	52
Итого краткосрочные активы		9 015	7 923
Финансовые вложения		691	594
Основные средства		18 056	16 859
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль		103	117
Нематериальные активы и деловая репутация		560	523
Долгосрочные активы банка, предполагаемого к продаже	8	446	-
Прочие долгосрочные активы		298	558
Итого активов		29 169	26 574
<hr/>			
Президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Алекперов В.Ю.		Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ» Хоба Л.Н.	

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о прибылях и убытках

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2004 (неаудированные данные)	За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2003 (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2004 (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2003 (неаудированные данные)
Выручка					
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	18	7 965	5 086	14 477	10 142
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия		62	49	132	91
Итого выручка		8 027	5 135	14 609	10 233
Затраты и прочие расходы					
Операционные расходы		(674)	(693)	(1 334)	(1 361)
Стоимость приобретенной нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии		(2 501)	(1 386)	(4 328)	(2 665)
Транспортные расходы		(734)	(503)	(1 383)	(939)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(451)	(429)	(922)	(758)
Износ и амортизация		(266)	(226)	(514)	(455)
Налоги (кроме налога на прибыль)		(818)	(530)	(1 558)	(1 140)
Акцизы и экспортные пошлины		(1 090)	(788)	(1 947)	(1 329)
Затраты на геологоразведочные работы		(57)	(28)	(87)	(54)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери Чираг Гюнешли	8	-	1 130	-	1 130
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(46)	(28)	(71)	(68)
Прибыль от основной деятельности		1 390	1 654	2 465	2 594
Расходы по процентам		(75)	(78)	(143)	(140)
Доходы по процентам и дивидендам		57	47	99	63
(Убытки) прибыли по курсовым разницам		(40)	51	19	84
Прочие внеоперационные (расходы) доходы		(42)	28	4	64
Доля миноритарных акционеров		(21)	(12)	(37)	(19)
Прибыль до налога на прибыль		1 269	1 690	2 407	2 646
Текущий налог на прибыль		(401)	(130)	(712)	(400)
Отложенный налог на прибыль		9	(16)	1	(14)
Итого налог на прибыль	5	(392)	(146)	(711)	(414)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике		877	1 544	1 696	2 232
Накопленный эффект от изменения в учетной политике за вычетом налога на прибыль	2	-	-	-	132
Чистая прибыль		877	1 544	1 696	2 364
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США):					
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике					
Базовая прибыль	13	1,07	1,89	2,07	2,73
Разводненная прибыль	13	1,06	1,85	2,05	2,68
Чистая прибыль					
Базовая прибыль	13	1,07	1,89	2,07	2,89
Разводненная прибыль	13	1,06	1,85	2,05	2,84

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о движении денежных средств

(в миллионах долларов США)

	Примечание	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2004 (неаудированные данные)	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2003 (неаудированные данные)
Движение денежных средств от основной деятельности			
Чистая прибыль		1 696	2 364
Корректировки по неденежным операциям:			
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль		-	(132)
Износ и амортизация		514	455
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия		(118)	(91)
Убыток (прибыль) от выбытия и снижения стоимости активов		71	(1 062)
Отложенный налог на прибыль		(1)	14
Неденежная (прибыль) убыток по курсовым разницам		(21)	42
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(13)	(52)
Прочие, нетто		81	51
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности:			
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(424)	(535)
Краткосрочные кредиты, выданные дочерними банками		(9)	(86)
Изменение задолженности по клиентским депозитам дочерних банков		(153)	64
Запасы		(252)	(3)
Кредиторская задолженность		129	119
Обязательства по уплате налога на прибыль и прочих налогов		228	224
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(368)	(347)
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		1 360	1 025
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Капитальные затраты		(1 550)	(1 297)
Поступления от реализации основных средств		64	37
Поступления от реализации доли в проекте Азери Чираг Гюнешли	8	-	1 337
Приобретение финансовых вложений		(473)	(379)
Поступления от реализации финансовых вложений		110	245
Приобретения (без учета приобретенных денежных средств) и дополнительные доли, приобретенные в дочерних компаниях		(292)	(765)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(2 141)	(822)
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам		330	244
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		833	386
Погашение долгосрочных обязательств		(473)	(507)
Дивиденды выплаченные		(26)	(8)
Выкуп собственных акций		(352)	(86)
Поступления от продажи собственных акций		273	78
Прочие, нетто		(3)	(9)
Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности		582	98
Влияние изменений обменных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		11	19
Чистое (уменьшение) увеличение денежных средств и их эквивалентов		(188)	320
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода		1 435	1 252
Минус денежные средства и их эквиваленты банка, предполагаемого к продаже	8	(301)	-
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	6	946	1 572

Дополнительная информация о движении денежных средств:

Проценты выплаченные	146	140
Налог на прибыль уплаченный	671	468

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной промежуточной консолидированной финансовой отчетности.

Примечание 1. Основные принципы представления финансовой отчетности

Представленная промежуточная консолидированная финансовая отчетность ОАО «ЛУКОЙЛ» (далее – «Компания») и его дочерних компаний (вместе «Группа») и примечания к ней являются неаудированными, за исключением баланса по состоянию на 31 декабря 2003 г. По мнению руководства Компании, информация, приведенная в промежуточной финансовой отчетности, включает все корректировки и пояснения, необходимые для достоверного отражения результатов деятельности Группы, ее финансового состояния и движения денежных потоков за представленные периоды. Данные корректировки являются стандартными и повторяются в каждом отчетном периоде.

Данная промежуточная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с общепринятыми в США принципами бухгалтерского учета (ОПБУ США). Некоторые примечания к отчетности были опущены, а часть информации была представлена в сжатом виде, поэтому представленная финансовая отчетность должна рассматриваться вместе с годовой консолидированной финансовой отчетностью Группы за 2003 г. Промежуточная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с учетной политикой, примененной и раскрытой в консолидированной финансовой отчетности за 2003 г., за исключением авансов, выданных на приобретение основных средств, порядок отражения которых был изменен в отчетном периоде. В предыдущих периодах указанные авансы были включены в состав прочих долгосрочных активов. В настоящий момент Группа классифицирует их как основные средства. Авансы по состоянию на конец 2003 г. в сумме 220 млн долл. США были переклассифицированы для соответствия представленным данным отчетного периода. Некоторые прочие показатели предыдущих периодов были переклассифицированы для соответствия представленным данным отчетного периода.

Результаты деятельности за три и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 г., не обязательно должны характеризовать ожидаемые финансовые результаты за 2004 г.

Пересчет иностранной валюты

Компания ведет бухгалтерский учет в российских рублях. Функциональной валютой Компании является доллар США, валютой отчетности Группы также 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 такого 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 отдельной статьей в составе акционерного капитала.

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

По состоянию на 30 июня 2004 и 31 декабря 2003 гг., валютный курс, используемый для целей пересчета, составлял 29,03 и 29,45 рублей за 1 доллар США соответственно.

Примечание 1. Основные принципы представления финансовой отчетности (продолжение)

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

Примечание 2. Накопленный эффект от изменения в учетной политике

С 1 января 2003 г. Группа применяет Положение о стандартах финансового учета № 143 *«Учет обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов»*, которое применяется к законодательно установленным обязательствам, связанным с окончанием срока полезного использования долгосрочных активов. Накопленный эффект от данного изменения увеличил чистую прибыль за 2003 г. на 132 млн долл. США (за вычетом налога на прибыль в сумме 46 млн долл. США).

Примечание 3. Новые стандарты учета

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

Применение Интерпретации № 46 R в течение периода, закончившегося 30 июня 2004 г., не оказало существенного влияния на финансовые результаты, финансовое состояние и потоки денежных средств Группы.

Примечание 4. Учет прав на геологоразведку и добычу полезных ископаемых

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

2 сентября 2004 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Позицию Комитета по стандартам финансового учета (далее – «Позиция») № 142-2 о применении Положения № 142 в нефтегазовых компаниях. Позиция № 142-2 не требует учитывать стоимость прав на геологоразведку и добычу полезных ископаемых на балансе нефтегазовых компаний в составе нематериальных активов.

Примечание 5. Налог на прибыль

В течение периодов, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг., суммарная ставка налога на прибыль в Российской Федерации составляла 24%. Эффективная ставка налога на прибыль Группы за период, закончившийся 30 июня 2004 г., была существенно выше эффективной ставки за период, закончившийся 30 июня 2003 г. Причиной такого повышения эффективной ставки налога явилось признание в периоде, закончившемся 30 июня 2003 г., не облагаемой налогом прибыли в размере 1 130 млн долл. США, возникшей в результате продажи доли Группы в соглашении о разделе продукции (СРП), оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания (Примечание 8 «Активы и обязательства банка, предполагаемого к продаже, и активы для продажи»).

Примечание 6. Денежные средства и их эквиваленты

	По состоянию на 30 июня 2004	По состоянию на 31 декабря 2003
Денежные средства в рублях	188	258
Денежные средства в иностранной валюте	690	510
Денежные средства в дочерних банках в рублях	-	437
Денежные средства в дочерних банках в иностранной валюте	68	230
Итого денежные средства и их эквиваленты	946	1 435

Примечание 7. Дебиторская задолженность и векселя к получению

	По состоянию на 30 июня 2004	По состоянию на 31 декабря 2003
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 96 млн долл. США и 90 млн долл. США по состоянию на 30 июня 2004 и 31 декабря 2003 гг. соответственно)	2	1 829
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1	1 085
Краткосрочные кредиты дочерних банков к получению (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере ноль и 26 млн долл. США по состоянию на 30 июня 2004 и 31 декабря 2003 гг. соответственно)	29	549
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 63 млн долл. США по состоянию на 30 июня 2004 и 31 декабря 2003 гг.)	199	327
Итого дебиторская задолженность и векселя к получению	3	3 790

Примечание 8. Активы и обязательства банка, предполагаемого к продаже, и активы для продажи

В июне 2004 г. Компания приняла решение о продаже своей 99% доли в ОАО Банк Петрокоммерц (Банк) за 214 млн долл. США группе компаний, принадлежащих связанной стороне, чье руководство включает некоторых руководителей Группы и членов ее Совета Директоров. Компания использовала независимую оценку при определении цены продажи. Сделка будет завершена в два этапа. Первый этап, представляющий продажу 78% доли Группы за 169 млн долл. США, был завершён 22 сентября 2004 г. Второй этап, на котором Группа продаст свою оставшуюся 21% долю в уставном капитале Банка за 45 млн долл. США, должен быть завершён до конца июня 2007 г. В течение периода, закончившегося 30 июня 2004 г., Группа отразила убыток от обесценения, относящийся к этой операции, в сумме 35 млн долл. США.

Примечание 8. Активы и обязательства банка, предполагаемого к продаже, и активы для продажи (продолжение)

Ниже приведены основные категории активов и обязательств Банка, предполагаемые к продаже по состоянию на 30 июня 2004 г.

Денежные средства и их эквиваленты	301
Краткосрочные финансовые вложения	344
Краткосрочные кредиты к получению и прочая дебиторская задолженность	585
Итого краткосрочные активы по операциям с третьими сторонами	1 230
Краткосрочные активы по операциям с компаниями Группы	75
Итого краткосрочные активы Банка	1 305
Финансовые вложения	86
Основные средства	20
Прочие долгосрочные активы	340
Итого долгосрочные активы по операциям с третьими сторонами	446
Долгосрочные активы по операциям с компаниями Группы	29
Итого долгосрочные активы Банка	475
Клиентские депозиты	851
Прочие краткосрочные обязательства	43
Итого краткосрочные обязательства Банка по операциям с третьими сторонами	894
Краткосрочные обязательства по операциям с компаниями Группы	332
Итого краткосрочные обязательства Банка	1 226
Долгосрочные кредиты и займы	302
Итого долгосрочные обязательства по операциям с третьими сторонами	302
Долгосрочные обязательства по операциям с компаниями Группы	23
Итого долгосрочные обязательства Банка	325
Чистые активы Банка	229
Доля меньшинства	(15)
Доля Группы в чистых активах Банка	214

Долгосрочные обязательства по операциям с третьими сторонами учтены в консолидированном балансе по состоянию на 30 июня 2004 г. в статье «Прочие долгосрочные обязательства».

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

В апреле 2003 г. одна из компаний Группы завершила сделку по продаже 10% доли Группы в СРП, оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания, в сумме 1 337 млн долл. США. Чистая прибыль в результате этой сделки во втором квартале 2003 г. составила 1 130 млн долл. США. Эта прибыль была включена в операционный сегмент «Разведка и добыча» и географический сегмент «За рубежом» Примечания 18 «Сегментная информация».

Примечание 9. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности

	По состоянию на 30 июня 2004	По состоянию на 31 декабря 2003
Краткосрочные кредиты и займы	1	1 001
Текущая часть долгосрочной задолженности	314	411
Итого краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	1	1 412

Краткосрочные кредиты и займы получены от различных сторонних организаций и, как правило, обеспечены экспортными поставками, основными средствами и ценными бумагами.

Примечание 10. Долгосрочные кредиты и займы

	По состоянию на 30 июня 2004	По состоянию на 31 декабря 2003
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	2	2
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г.	373	366
Долгосрочные обязательства по аренде	119	115
Общая сумма задолженности по долгосрочным кредитам и займам	2	2
Текущая часть долгосрочной задолженности	(314)	(411)
Итого задолженность по долгосрочным кредитам и займам	2	2

Долгосрочные кредиты и займы

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США со сроками погашения от 2004 до 2027 гг. и, как правило, обеспечена экспортными поставками, основными средствами и ценными бумагами.

Конвертируемые облигации в долларах США

29 ноября 2002 г. одна из компаний Группы выпустила 350 000 3,5% 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 будет увеличиваться до суммы погашения на соответствующую дату. Начисление увеличения до суммы погашения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Примечание 11. Совокупный доход

Чистая прибыль	877	1 544	1 696	2 364
Прочий совокупный убыток:				
Курсовая разница	(6)	-	(3)	(1)
Совокупный доход	871	1 544	1 693	2 363

Примечание 12. Пенсионное обеспечение

Расходы на пенсионное обеспечение представлены в приведенной ниже таблице.

Пенсии, заработанные в течение года	1	1	2	2
Процентные расходы	8	8	16	16
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(2)	(2)	(4)	(4)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	5	4	10	8
Актuarная прибыль	(1)	(1)	(2)	(2)
Итого расходы	11	10	22	20

Примечание 13. Акционерный капитал**Чистая прибыль на одну акцию**

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

Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	877	1 544	1 696	2 232
Накопленный эффект от изменения в учетной политике	-	-	-	132
Чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям	877	1 544	1 696	2 364
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.	-	5	-	10
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г.	7	7	13	13
Итого разводненная прибыль до суммарного эффекта от изменения в учетной политике	884	1 556	1 709	2 255
Итого чистая разводненная прибыль	884	1 556	1 709	2 387
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тысяч штук)	816 902	818 139	817 674	817 049
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тысяч штук)	16 727	23 356	16 727	23 569
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разведения (тысяч штук)	833 629	841 495	834 401	840 618

Примечание 13. Акционерный капитал (продолжение)**Обыкновенные акции**

	По состоянию на 30 июня 2004 (млн штук)	По состоянию на 31 декабря 2003 (млн штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 рубля за штуку	850	850
Акции у дочерних компаний, не входящие в акции в обращении	(5)	(5)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(29)	(26)
Акции в обращении	816	819

Дивиденды

На ежегодном Собрании акционеров, состоявшемся 24 июня 2004 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2003 г. в размере 24 рубля на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,83 долл. США. Задолженность по дивидендам в сумме 687 млн долл. США включена в состав прочих краткосрочных обязательств по состоянию на 30 июня 2004 г.

Примечание 14. Гарантии и поручительства

Следующая таблица представляет данные по недисконтированным максимальным суммам потенциальных будущих платежей по каждой существенной группе гарантий:

	По состоянию на 30 июня 2004	По состоянию на 31 декабря 2003
Гарантии по задолженности зависимых компаний	728	718
Гарантии по задолженности третьих сторон	54	63
Итого гарантии выданные	782	781

Гарантии, выданные по задолженности зависимых компаний, относятся к займам, полученным данными компаниями для целей финансирования инвестиционных проектов, а также для общих корпоративных целей. Группа выдала данные гарантии для улучшения кредитной состоятельности зависимых компаний («ЛУКАРКО», ЗАО «Север-ТЭК» и ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой»). По условиям договоров гарантии, Группа должна осуществить платежи в полном размере сумм, приведенных в таблице выше, в случае получения уведомления, что зависимые компании не выполняют обязательств по погашению кредитной задолженности в установленные сроки. Обязательства зависимых компаний ничем не обеспечены. Одна из гарантий, выданных Группой, обеспечена акциями зависимой компании, находящимися в собственности Группы. Их балансовая стоимость по состоянию на 30 июня 2004 г. и 31 декабря 2003 г. составляла 21 млн долл. США и 8 млн долл. США соответственно. Остальные гарантии не обеспечены залогом. По состоянию на 30 июня 2004 г. вероятность того, что Группа должна будет платить по данным гарантиям, не существенна, поэтому никаких обязательств по выполнению данных гарантий не было отражено.

Примечание 15. Приобретение новых компаний

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

Примечание 16. Операции со связанными сторонами

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

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Также операции со связанными сторонами раскрыты в Примечании 8.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 24 млн долл. США, 36 млн долл. США, 43 млн долл. США и 64 млн долл. США за три месяца, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 15 млн долл. США, 33 млн долл. США, 26 млн долл. США и 50 млн долл. США за три месяца, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов от связанных сторон составило 6 млн долл. США, 105 млн долл. США, 200 млн долл. США и 196 млн долл. США за три месяца, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. соответственно.

В течение трех месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг., и в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг., связанными сторонами были оказаны строительные услуги на сумму 117 млн долл. США и 148 млн долл. США, 240 млн долл. США и 233 млн долл. США соответственно.

В течение трех месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг., и в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг., связанными сторонами были оказаны страховые услуги на сумму 39 млн долл. США и 46 млн долл. США, 75 млн долл. США и 89 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 19 млн долл. США, 33 млн долл. США, 32 млн долл. США и 41 млн долл. США за три месяца, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. и шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 и 2003 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 319 млн долл. США и 243 млн долл. США на 30 июня 2004 г. и 31 декабря 2003 г., соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 117 млн долл. США и 128 млн долл. США на 30 июня 2004 г. и 31 декабря 2003 г. соответственно.

Примечание 16. Операции со связанными сторонами (продолжение)

По состоянию на 30 июня 2004 г. и 31 декабря 2003 г. Правительство Российской Федерации являлось владельцем 8% обыкновенных акций Компании. Государство также владеет многими другими компаниями и промышленными предприятиями в России, контролирует их или имеет существенное влияние на их деятельность, что свидетельствует о значительной роли государства в экономике. Значительная часть основной деятельности Группы связана с компаниями, принадлежащими государству или контролируемым последним. Государство выступает крупным заказчиком и поставщиком в лице своих многочисленных зависимых и прочих связанных организаций. Руководство рассматривает данные коммерческие отношения как часть обычной основной деятельности в Российской Федерации и полагает, что в обозримом будущем они будут оставаться неизменными. Соответственно, информация о таких операциях не раскрывается в качестве операций со связанными сторонами.

Примечание 17. Программа вознаграждения

В течение 2003 г. Компания ввела в действие программу по вознаграждению для определенных членов руководства. Эта программа основана на росте курса обыкновенных акций Компании. Количество акций, предусмотренных данной программой составляет приблизительно 11 миллионов штук. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникает в декабре 2006 г. В рамках данной программы по состоянию на 30 июня 2004 г. компания Группы приобрела приблизительно 11 миллионов собственных акций за 269 млн долл. США. По состоянию на 30 июня 2004 г., Группа начислила обязательство по данной программе в сумме 34 млн долл. США и отразила расход за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 г., в сумме 31 млн долл. США. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2004 г., Группа также начислила расход в сумме 30 млн долл. США по программе вознаграждения, закончившей свое действие в 2003 г.

Примечание 18. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за периоды, закончившиеся 30 июня 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 «Прочая деятельность». Эти сегменты были определены на основе различий в характере их операций. Результаты данной деятельности по установленным сегментам регулярно оцениваются руководством Группы. К сегменту «Разведка и добыча» относятся компании геологоразведки, разработки и добычи углеводородов, в основном сырой нефти. В сегмент «Переработка, торговля и сбыт» включены компании, перерабатывающие нефть в нефтепродукты, а также компании, покупающие, реализующие и транспортирующие сырую нефть и нефтепродукты. Компании сегмента «Нефтехимия» перерабатывают и реализуют продукцию нефтехимии. Деятельность, включаемая в четвертый сегмент, не является основной для Группы.

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

Примечание 18. Сегментная информация (продолжение)

Сегменты основной деятельности

За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2004 г.

	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	399	7 225	317	24	-	7 965
Межсегментная деятельность	1 935	310	3	6	(2 254)	-
Итого выручка от реализации	2 334	7 535	320	30	(2 254)	7 965
Операционные расходы и общая стоимость закупок	697	4 422	254	10	(2 208)	3 175
Износ и амортизация	168	90	3	5	-	266
Расходы по процентам	11	94	-	33	(63)	75
Налог на прибыль	133	255	5	(1)	-	392
Чистая прибыль	259	639	41	(16)	(46)	877
Итого активы	16 683	15 842	278	4 660	(8 294)	29 169
Капитальные затраты	513	312	9	1	-	835

За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2003 г.

	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	365	4 480	230	11	-	5 086
Межсегментная деятельность	1 247	83	1	9	(1 340)	-
Итого выручка от реализации	1 612	4 563	231	20	(1 340)	5 086
Операционные расходы и общая стоимость закупок	536	2 704	188	10	(1 359)	2 079
Износ и амортизация	157	67	1	1	-	226
Расходы по процентам	24	54	1	20	(21)	78
Налог на прибыль	42	100	2	2	-	146
Чистая прибыль	1 296	192	17	42	(3)	1 544
Итого активы	14 874	10 805	246	4 272	(4 996)	25 201
Капитальные затраты	551	241	6	-	-	798

Примечание 18. Сегментная информация (продолжение)

За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2004 г.

	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	831	12 998	613	35	-	14 477
Межсегментная деятельность	3 665	395	5	19	(4 084)	-
Итого выручка от реализации	4 496	13 393	618	54	(4 084)	14 477
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 329	7 856	494	18	(4 035)	5 662
Износ и амортизация	325	178	4	7	-	514
Расходы по процентам	21	132	1	58	(69)	143
Налог на прибыль	250	444	8	9	-	711
Чистая прибыль	545	1 130	71	(6)	(44)	1 696
Итого активы	16 683	15 842	278	4 660	(8 294)	29 169
Капитальные затраты	1 021	552	17	6	-	1 596

За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2003 г.

	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	746	8 956	425	15	-	10 142
Межсегментная деятельность	2 458	140	3	19	(2 620)	-
Итого выручка от реализации	3 204	9 096	428	34	(2 620)	10 142
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 094	5 209	350	16	(2 643)	4 026
Износ и амортизация	306	145	2	2	-	455
Расходы по процентам	48	103	2	34	(47)	140
Налог на прибыль	88	316	4	6	-	414
Чистая прибыль	1 491	753	27	49	44	2 364
Итого активы	14 874	10 805	246	4 272	(4 996)	25 201
Капитальные затраты	942	409	10	5	-	1 366

Примечание 18. Сегментная информация (продолжение)

Географические сегменты

Реализация нефти на территории России	33	100	101	151
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	2 6	1 4	4 868	3 106
Реализация нефтепродуктов на территории России	1 0	743	1 930	1 582
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	3 6	2 2	6 323	4 358
Реализация нефтехимии в России	82	49	154	84
Экспорт нефтехимии и реализация нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	232	154	451	314
Прочая реализация на территории России	150	174	341	327
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	158	118	309	220
Итого выручка от реализации	7 9	5 0	14 477	10 142

За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2004 г.

	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	94	1 641	6 230	-	7 965
Межсегментная деятельность	1 110	2 794	6	(3 910)	-
Итого выручка от реализации	1 204	4 435	6 236	(3 910)	7 965
Операционные расходы и общая стоимость закупок	297	1 583	5 197	(3 902)	3 175
Амортизация и износ	96	130	40	-	266
Расходы по процентам	9	57	24	(15)	75
Налог на прибыль	38	321	33	-	392
Чистая прибыль	72	725	126	(46)	877
Итого активы	6 932	17 914	9 895	(5 572)	29 169
Капитальные затраты	227	461	147	-	835

Примечание 18. Сегментная информация (продолжение)

За 3 месяца, закончившихся 30 июня 2003 г.

	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	97	1 184	3 805	-	5 086
Межсегментная деятельность	712	1 679	5	(2 396)	-
Итого выручка от реализации	809	2 863	3 810	(2 396)	5 086
Операционные расходы и общая стоимость закупок	219	1 155	3 118	(2 413)	2 079
Амортизация и износ	77	118	31	-	226
Расходы по процентам	1	67	18	(8)	78
Налог на прибыль	29	105	12	-	146
Чистая прибыль	142	314	1 191	(103)	1 544
Итого активы	6 194	14 811	6 774	(2 578)	25 201
Капитальные затраты	165	455	178	-	798

За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2004 г.

	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	239	3 089	11 149	-	14 477
Межсегментная деятельность	2 114	5 110	10	(7 234)	-
Итого выручка от реализации	2 353	8 199	11 159	(7 234)	14 477
Операционные расходы и общая стоимость закупок	598	2 978	9 309	(7 223)	5 662
Амортизация и износ	182	256	76	-	514
Расходы по процентам	13	118	42	(30)	143
Налог на прибыль	92	576	43	-	711
Чистая прибыль	246	1 277	218	(45)	1 696
Итого активы	6 932	17 914	9 895	(5 572)	29 169
Капитальные затраты	491	826	279	-	1 596

Примечание 18. Сегментная информация (продолжение)

За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2003 г.

	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	199	2 465	7 478	-	10 142
Межсегментная деятельность	1 387	3 639	12	(5 038)	-
Итого выручка от реализации	1 586	6 104	7 490	(5 038)	10 142
Операционные расходы и общая стоимость закупок	483	2 377	6 227	(5 061)	4 026
Амортизация и износ	153	238	64	-	455
Расходы по процентам	5	116	31	(12)	140
Налог на прибыль	39	358	17	-	414
Чистая прибыль	204	1 019	1 262	(121)	2 364
Итого активы	6 194	14 811	6 774	(2 578)	25 201
Капитальные затраты	264	816	286	-	1 366

Примечание 19. Условные события и обязательства**Судебные разбирательства**

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (АДК), канадская компания по разработке алмазных месторождений, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (АГД), компании Группы, и самой Компании (вместе – «Ответчики») с требованием о возмещении ущерба. Претензии обуславливаются ущербом, причиненным Ответчиками в отношении деятельности компании «Алмазный Берег», совместного предприятия АГД и АДК. В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения при том, что условие передачи лицензии являлось неотъемлемой частью соглашения между АГД и АДК. Полная сумма иска составляет 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску АДК к Ответчикам в связи с отсутствием юрисдикции. 22 ноября 2002 г. Окружной суд города Денвер отказал АДК в жалобе о пересмотре решения суда от 15 октября 2002 г. об отказе в рассмотрении дела. В дальнейшем 27 ноября 2002 г. АДК подала апелляцию в Апелляционный суд штата Колорадо. 25 марта 2004 г. Апелляционный суд штата Колорадо утвердил решение от 15 октября 2002 г. Прошение АДК о повторном слушании в Апелляционном суде было отклонено 17 июля 2004 г. 16 июля 2004 г. АДК подало прошение о передаче дела на рассмотрение в Верховный суд штата Колорадо. 29 июля 2004 г. Компания подала свои возражения на прошение АДК. Данное прошение АДК находится на стадии рассмотрения. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

В июле 2004 г. одна из компаний Группы получила результаты налоговой проверки, проведенной налоговыми органами в Казахстане, за 2000-2003 гг., относящейся к ее деятельности, осуществляемой в рамках соглашения о разделе продукции. Налоговые органы начислили дополнительные налоги, пени и штрафы компании Группы и ее партнерам. Доля компании Группы в данных налоговых претензиях составляет приблизительно 120 млн долл. США. Группа считает, что все налоги уплачены в соответствии с законодательством и условиями соглашения о разделе продукции, применимыми в течение периода, за который были предъявлены данные налоговые претензии. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в других странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

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 принятие управленческих решений на основании законодательства, существовавшего на момент осуществления планирования. Налоговые органы регулярно проводят налоговые проверки предприятий Группы, что является нормальным в экономических условиях Российской Федерации и других стран бывшего Советского Союза. Периодически налоговые органы пытаются производить начисление существенных дополнительных налоговых обязательств в отношении предприятий Группы. Руководство, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, считает, что обязательства по налогам отражены в полном объеме. Тем не менее, соответствующие регулирующие органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными.

Примечание 19. Условные события и обязательства (продолжение)

Прочие события

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