



ЛУКОЙЛ

ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2004

»»» СОДЕРЖАНИЕ

Обращение к акционерам	4
Основные производственные и финансовые показатели	9
События 2004 года	12
Разведка и добыча нефти и газа	16
Геолого-разведочные работы, запасы нефти и газа	19
Разработка месторождений и добыча нефти	28
Разработка месторождений и добыча газа	34
Поставки нефти	36
Транспорт нефти	36
Экспорт нефти	36
Переработка, нефтехимия и сбыт	40
Нефтепереработка	40
Газопереработка	45
Нефтехимия	46
Сбыт нефтепродуктов	47
Международная торговля	49
Технологии и инновации	50
Интенсификация добычи нефти и газа	50
Энергосберегающие технологии	53
Информационные технологии	53
Социальная ответственность	54
Охрана окружающей среды	54
Промышленная безопасность и охрана труда	59
Персонал и социальные программы	59
Социальная политика и благотворительная деятельность	62
Корпоративное управление	66
Дивиденды	68
Рынок ценных бумаг Компании	69
Совет директоров и Правление Компании	72
Корпоративное управление и информационная открытость	78
«Американская стратегия» группы «ЛУКОЙЛ»	84
Анализ руководством компании финансового состояния и результатов деятельности	90
Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с ОПБУ США	128
Справочная информация	174

»»» ЛУКОЙЛ – ЭНЕРГИЯ ПЯТИ СТИХИЙ

Земля

«Глобальный бизнес компании «ЛУКОЙЛ» охватывает Европу и Азию, Америку и Африку.

Добывая нефть в России, Казахстане и Египте, перерабатывая ее в России, Болгарии, Румынии и Украине, развивая сеть АЗС по всему миру, ЛУКОЙЛ уверенно трансформируется в глобальную энергетическую компанию...»

Вода

«Оптимизация логистики – ключ к снижению транспортных затрат и увеличению эффективности. Компания доставляет свою продукцию конечному потребителю морским и речным транспортом, по трубопроводу, железнодорожным и автомобильным транспортом. С целью повышения доходности реализации продукции ЛУКОЙЛ активно развивает собственную экспортную инфраструктуру...»

Огонь

«Мы созданы, чтобы энергию природных ресурсов обратить во благо человека.

Ежедневно наши продукты, энергию и тепло покупают миллионы потребителей в 30 странах мира, улучшая качество своей жизни. Наша цель – быть надежным поставщиком углеводородных ресурсов на глобальном рынке энергопотребления...»

Воздух

«Используя самые современные технологии во всех сферах нашей деятельности, мы обеспечиваем стабильное развитие нашего бизнеса и увеличение его эффективности, уделяя при этом особое внимание сохранению благоприятной окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов...»

Люди

«Наша главная ценность – люди. Ежедневно тысячи человек объединяют свои усилия и талант, чтобы обеспечить Компании передовые позиции на рынке. Мы стараемся способствовать в регионах деятельности Компании долгосрочному экономическому росту, социальной стабильности, содействовать процветанию и прогрессу...»



**ОБРАЩЕНИЕ
К АКЦИОНЕРАМ**

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов



Уважаемые акционеры!

Мы рады сообщить, что в своей деятельности в 2004 году Открытое акционерное общество «ЛУКОЙЛ» достигло впечатляющих результатов. Нам удалось добиться главной цели, поставленной перед собой в прошлом году, – значительно увеличить акционерную стоимость нашей Компании.

Этот год можно назвать лучшим за всю историю Компании. Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» составила 4 248 млн долл., что на 74% превышает чистую прибыль за 2003 год (без учета прибыли от продажи доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» и эффекта от изменения учетной политики). Доходность на вложенный капитал увеличилась с 14,3% в 2003 году до 19,4% в 2004 году. Курс акций Компании вырос на 30,5%. Рекомендованные дивиденды по итогам 2004 года достигли 28 руб. (1,01 долл.) за акцию, что обеспечит почти 3-процентную дивидендную доходность. Общий доход акционеров в 2004 году составил 34,1%.

В отчетном году акции Компании впервые росли быстрее, чем рыночные индексы, что говорит о значительном повышении ее инвестиционной привлекательности. Согласно статистике Лондонской фондовой биржи доля Компании в среднемесечном объеме торгов по странам Центральной и Восточной Европы составила 30%, что является самым большим показателем в этой категории. Таким образом, Компания установила рекорд среди российских эмитентов по привлекательности для инвесторов.

Конечно, в 2004 году деятельность группы «ЛУКОЙЛ» проходила в условиях благоприятной конъюнктуры цен на мировом нефтяном рынке, однако этот фактор нельзя назвать решающим. Значительная часть прироста экспортной выручки, полученной за счет увеличения цены на нефть сорта Юралс сверх 25 долл./барр., нивелировалась высокими экспортными пошлинами.

Мы с удовлетворением констатируем, что роста стоимости Компании и увеличения ее прибыли удалось добиться прежде всего за счет повышения эффективности деятельности по всем направлениям бизнеса. Таким образом, мы отмечаем успешное выполнение принятой нами Программы стратегического развития, предусматривающей сокращение производственных затрат, эффективное размещение нефтяных ресурсов, оптимизацию портфеля активов и улучшение корпоративного управления.

Результаты года показали, что мы двигались в правильном направлении и в ходе реструктуризации Компании. В соответствии с программой реструктуризации, выполнение которой началось в 2002 году, были пред-

приняты следующие меры по повышению эффективности деятельности Компании: наращивание высокоприбыльных операций (в частности, экспортных); введение в действие новых месторождений (около десяти ежегодно); увеличение средних дебитов скважин и закрытие малоэффективных скважин; оптимизация структуры группы «ЛУКОЙЛ» (число юридических лиц в составе Группы сокращено за три года с 670 до 470).

Реструктуризация подразумевает и политику вывода и продажи непрофильных активов. Так, в 2004 году были проданы принадлежавшие нам акции банка «Петрокоммерц», а также компания «ЛУКОЙЛ-Бурение». Ранее, в 2003 году, завершена сделка по продаже 10-процентной доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» на сумму 1,3 млрд долл. Общий экономический эффект от завершенных к концу 2004 года этапов программы реструктуризации составил около 3 млрд долл.

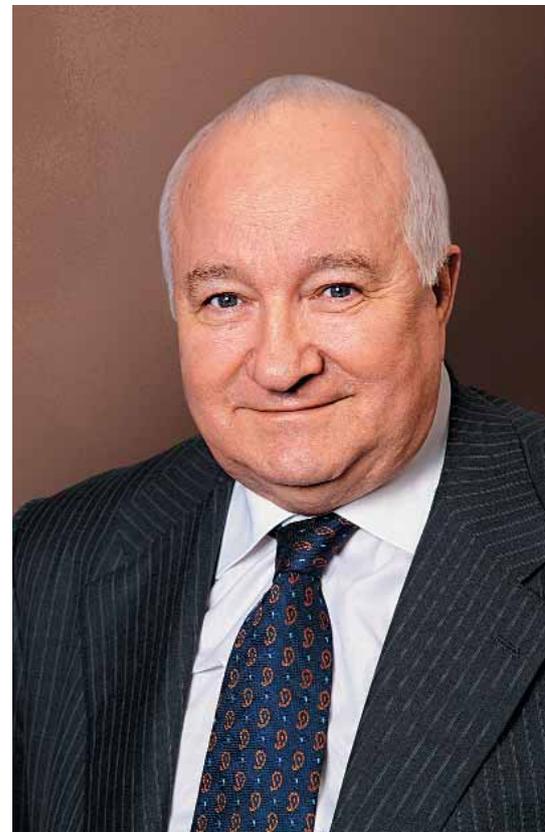
С другой стороны, Компания продолжила работу по консолидации своих добывающих активов в различных регионах мира. Так, нами была приобретена вторая половина участия в СП LUKAgip, которое владеет долей в концессионном соглашении по разработке месторождения Мелей в Египте, а также в Соглашении о разведке, разработке и долевом разделе продукции на месторождении Шах-Дениз в Азербайджане.

Компания успешно наращивала ресурсный потенциал как за счет геологоразведки, так и за счет приобретения долевого участия в международных проектах. Так, мы получили 50% долевого участия в проектах «Тюб-Караган» и «Аташский» (Казахстан), 80% на «Блоке А» (Саудовская Аравия), 90% в проекте «Кандым – Хаузак – Шады» (Узбекистан).

Мы и впредь будем расширять ресурсную базу Компании и увеличивать объемы добычи при обеспечении высокой рентабельности. Повышение эффективности разработки действующих месторождений позволило группе «ЛУКОЙЛ» вдвое увеличить темпы прироста добычи. В 2004 году добыча нефти составила 86,2 млн т, газа – 6,5 млрд м³. По сравнению с 2003 годом среднесуточная добыча нефти выросла на 7,2%, газа – на 14,0%.

Основной ресурсной базой компании «ЛУКОЙЛ» является Западная Сибирь. Мы будем и далее повышать эффективность уже разрабатываемых месторождений прежде всего в традиционных регионах – Западной Сибири, Предуралья и Поволжье. Основным приоритетом в области капиталовложений по-прежнему остается разработка перспективных месторождений, которые будут приносить высокие доходы нашим акционерам в течение многих лет.

*Председатель Совета
директоров
В.И. Грайфер*



Компания активно расширяет географию своей деятельности, реализуя проекты в Тимано-Печоре (Республика Коми и Ненецкий автономный округ), на шельфе Каспия, а также в странах ближнего и дальнего зарубежья: Азербайджане, Казахстане, Узбекистане, Египте, Саудовской Аравии, Колумбии, Иране, Ираке. В ближайшие годы ЛУКОЙЛ планирует значительно увеличить добычу газа. Кроме того, в 2004 году Компания начала добычу нефти на шельфе Балтийского моря, став первой российской компанией, самостоятельно ведущей добычу на шельфовых месторождениях.

В 2004 году произошло событие, которое можно назвать знаменательным: компания ConocoPhillips приобрела 7,6% находившихся в собственности у государства акций ОАО «ЛУКОЙЛ», а к концу года довела свое участие до 10%. Эта сделка ознаменовала собой два существенных изменения в статусе нашей Компании. Во-первых, завершилась приватизация ОАО «ЛУКОЙЛ», которое стало полностью частной компанией, а доля миноритарных акционеров в уставном капитале Компании стала максимальной среди российских нефтяных компаний. Во-вторых, мы приобрели стратегического партнера в лице одной из крупнейших международных нефтегазовых компаний.

Наше сотрудничество с ConocoPhillips позволит интенсифицировать усилия по освоению перспективных нефтегазовых месторождений на Севере России и по всему миру. Мы получим доступ к опыту партнера в области современных технологий производства и корпоративного управления. Мы будем развивать сотрудничество как в разведке и добыче, так и в переработке и сбыте, в нефтяном и газовом секторах.

Приобретение компанией ConocoPhillips доли участия в группе «ЛУКОЙЛ» является стратегически важным для обеих компаний. Это партнерство получило поддержку со стороны правительств России и США и способствует развитию российско-американского энергетического диалога, включая поставки российской нефти в США. Этот альянс дает нам возможность укрепить свой статус ведущей международной нефтегазовой компании и глобального участника мирового энергетического рынка.

Образованное нами совместное предприятие приступает к эксплуатации группы перспективных нефтегазовых месторождений в Нарьян-Маре (Ненецкий автономный округ), где к 2008 году планируется добывать 10 млн т/год нефти (200 тыс. барр./сут). Оттуда нефть будет экспортироваться через терминал Варандей в Баренцевом море, который сейчас расширяется при участии ConocoPhillips. В совместных

планах компаний «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips также переговоры с правительством Ирака и совместное участие в освоении месторождения Западная Курна-2, права на разработку которого принадлежат нашей Компании.

Компания уделяет первостепенное внимание развитию производства и улучшению качества продуктов нефтепереработки. На протяжении всего года нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ» в России и за рубежом вводили в строй новые установки и оборудование, проводили модернизацию производства, что способствовало переходу к выпуску продукции более высокого качества, отвечающей международным стандартам.

В 2004 году после двух лет реконструкции был введен в эксплуатацию румынский НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ», который уже в 2005 году полностью перейдет на выпуск нефтепродуктов в соответствии со стандартами Евро-3 и Евро-4. В Перми был осуществлен пуск уникального комплекса глубокой переработки нефти, предназначенного для производства малосернистого дизельного топлива. На Одесском НПЗ введена в эксплуатацию установка изомеризации, а на Нижегородском НПЗ – установка каталитического риформинга.

Мы значительно расширили свою сбытовую сеть, что позволяет нам доводить свою продукцию до конечного потребителя по всему миру. В 2004 году розничные продажи значительно увеличились: через розничную сеть было реализовано 8,2 млн т нефтепродуктов, что на 30% больше, чем в 2003 году. Теперь под маркой «ЛУКОЙЛ» работают около 5 400 автозаправочных станций в России, странах СНГ, Европе и США. С покупкой в 2004 году сети автозаправок у ConocoPhillips число наших АЗС в США превысило две тысячи.

Мы стремимся поддерживать как высокие экологические качества нашей продукции, так и требования к нашим производствам в плане охраны окружающей среды. Мы понимаем, что только ответственное отношение к безопасности производства, здоровью и благополучию наших работников позволяет нам добиваться столь значительных результатов.

Нынешний этап развития группы «ЛУКОЙЛ» является качественно новым. Он знаменует начало «газовой эпохи» в истории Компании: из нефтяной она превращается в нефтегазовую. Компания планирует ускоренный рост добычи газа в ближайшие годы как в России, так и за рубежом.

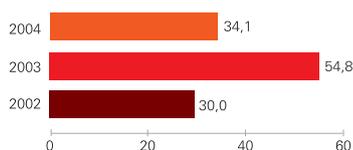
В 2004 году деятельность Компании в газовом секторе была направлена на подготовку к началу добычи природного газа в Ямало-Ненецком автономном округе и на Каспийском море. Именно эти регионы должны стать ключевыми в развитии газодобычи группы «ЛУКОЙЛ». О серьезности наших планов в газовом секторе можно судить, сравнив прошлогодний показатель добычи (6,5 млрд м³) с запланированным на 2010 год (свыше 30 млрд м³).

В среднесрочной перспективе планируется сохранять среднегодовой темп прироста добычи углеводородов в целом на уровне 7–8%, что в совокупности с улучшением качества инвестиционного процесса должно обеспечить в течение ближайших десяти лет стабильную и мощную финансовую отдачу.

Все наши усилия нацелены на рост дивидендной доходности, стоимости акций Компании, а следовательно, и доходов акционеров и инвесторов. Развитие Компании невозможно без уверенности акционеров в том, что их средства разумно используются Компанией и, таким образом, способствуют росту ее капитализации. В 2004 году агентство Standard&Poor's назвало ЛУКОЙЛ лидером по информационной прозрачности среди российских нефтяных компаний.

Надеемся, представленный отчет будет способствовать лучшему пониманию деятельности группы «ЛУКОЙЛ» в отчетном году, а также ближайших и стратегических перспектив Компании.

Совокупный доход акционера, %



Председатель Совета
директоров
В.И. Грайфер



Президент
ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов





ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

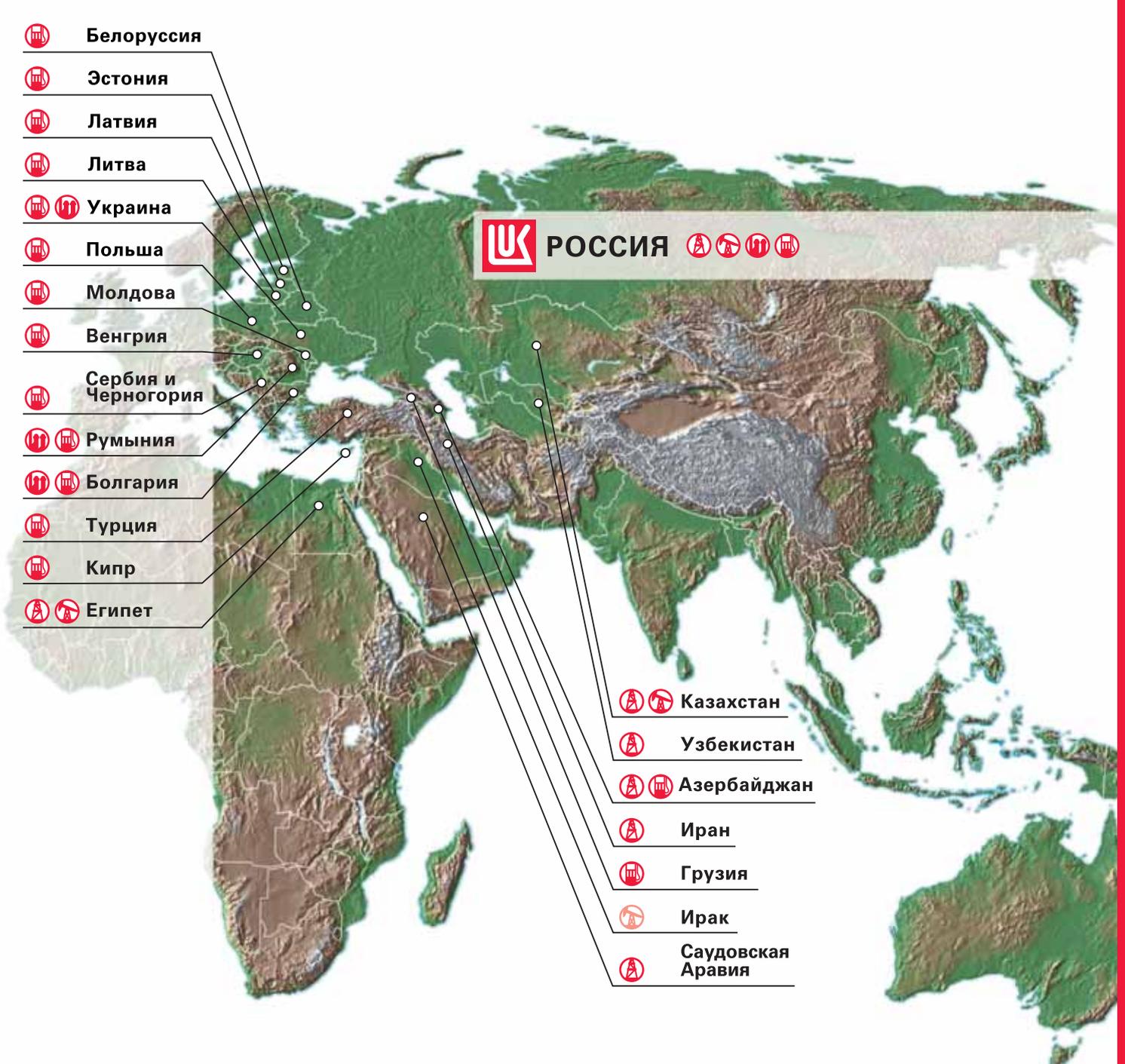
	2004	2003	2002
Геолого-разведочные работы			
Проходка в разведочном бурении, км	118	146	181
Сейсморазведка 2D, км	9 752	14 597	10 891
Сейсморазведка 3D, км ²	2 153	2 429	2 135
Электроразведка, км	2 488	1 033	200
Открытие новых месторождений, шт.	13	15	16
Открытие залежей на существующих месторождениях, шт.	10	14	15
Затраты на геолого-разведочные работы, млн долл.	309	259	92
Запасы			
Запасы нефти, млрд барр.	15,97	15,98	15,26
Запасы газа, трлн фут ³	24,60	24,47	24,16
Запасы углеводородов, млрд барр. н.э.	20,07	20,06	19,29
Увеличение/открытие новых запасов, млн барр. н.э.	640	430	1 208
Разработка месторождений и добыча нефти			
Проходка в эксплуатационном бурении, км	1 345	1 253	1 350
Ввод в эксплуатацию новых месторождений, шт.	7	14	10
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. шт.	26,9	27,2	28,5
Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, тыс. шт.	22,1	22,2	23,1
Ввод в эксплуатацию новых нефтяных скважин, шт.	514	590	710
Добыча нефти, млн т	86,2	80,2	77,0
Средний дебит нефтяных скважин, т/сут	10,7	9,7	9,0
Затраты на добычу, млн долл.	1 556	1 458	1 355
Разработка месторождений и добыча газа			
Эксплуатационный фонд газовых скважин, шт.	317	313	327
Фонд газовых скважин, дающих продукцию, шт.	231	250	251
Добыча природного газа, млрд м ³	1,83	1,31	1,18
Добыча нефтяного газа, млрд м ³	4,64	4,35	3,80
Уровень утилизации нефтяного газа, %	79,7	79,9	73,4
Нефтепереработка			
Нефтеперерабатывающие мощности, млн т/год	58,5	59,0	58,5
Первичная переработка нефти, млн т	44,0	42,3	41,6
Загрузка мощностей, %	75,2	71,7	71,1
Производство товарной продукции*, млн т	40,8	39,2	39,2
Газопереработка и нефтехимия			
Переработка попутного газа на ГПЗ, млн м ³	2 307	2 172	2 079
Переработка жидких углеводородов на ГПЗ, тыс. т	379	360	293
Выработка нефтехимической продукции*, тыс. т	1 886	1 764	1 632
Сбыт продукции			
Экспорт нефти, млн т	46,3	38,1	34,2
Экспорт нефтепродуктов, млн т	14,1	13,5	14,2
Экспорт и реализация за рубежом нефтехимической продукции, тыс. т	988	992	556
Розничная реализация нефтепродуктов, млн т.	8,2	6,3	5,8
Сеть АЗС (включая франчайзинг)	5 405	4 599	4 076
Финансы			
Выручка, млн долл.	33 845	22 118	15 334
Чистая прибыль**, млн долл.	4 248	2 439	1 843
ЕБИТДА**, млн долл.	7 203	4 500	3 468
ROACE, %	19,4	14,3	12,2
Капитальные затраты (денежные и неденежные), млн долл.	3 447	3 018	2 204
Дивидендные выплаты, млн долл.	661	467	423
Дивиденд на акцию, руб.	28,0	24,0	19,5
Цена акции на конец года, долл.	30,35	23,25	15,42
Базовая прибыль на акцию, долл.	5,20	4,52	2,26

* Без учета нефтехимической продукции, произведенной на НПЗ в Бургасе.

** Без учета прибыли от продажи доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» и эффекта от изменения учетной политики в 2003 году.

»»» ЛУКОЙЛ — ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ
МЕЖДУНАРОДНЫХ ИНТЕГРИРОВАННЫХ
КОМПАНИЙ





СОБЫТИЯ 2004 ГОДА

Январь

Подписание договора с компанией «КазМунайГаз». Казахстан, январь 2004 г.



Открытие АЗС «ЛУКОЙЛ» в Нью-Йорке. США, январь 2004 г.



Начало эксплуатационного бурения на месторождении Кравцовское (D6). Балтийское море, март 2004 г.



ЛУКОЙЛ и Национальная нефтегазовая компания Казахстана «КазМунайГаз» подписали договор, в соответствии с которым ОАО «ЛУКОЙЛ» приобретает 50% долевого участия в Соглашении о разделе продукции (СРП) по морскому участку Тюб-Караган в акватории Каспийского моря. По предварительной оценке извлекаемые запасы Тюб-Карагана составляют более 100 млн т у.т. При этом вероятность обнаружения здесь углеводородов оценивается как высокая. Срок действия Соглашения составляет 40 лет. Было также подписано соглашение на геологоразведку на паритетной основе морского участка Аташский.

Компания «ЛУКОЙЛ» приобрела у компании ConocoPhillips сеть автозаправочных станций, расположенных в США в штатах Нью-Джерси и Пенсильвания (всего 308 АЗС), а также заключила соглашение о поставке нефтепродуктов на 471 АЗС. Сумма сделки составила 270 млн долл. Ежегодный объем продаж этой сети АЗС составляет около 5,5 млрд л нефтепродуктов, что практически удвоило рыночную долю Компании на северо-востоке США.

Февраль

Продукция ОАО «ЛУКОЙЛ» во второй раз была признана победителем российского конкурса «Народная марка-2003» в номинации «Лучшее моторное масло». Моторные масла «ЛУКОЙЛ» имеют официальные одобрения к применению от таких автопроизводителей, как ВАЗ, ГАЗ, КАМАЗ, Daimler/Chrysler, Volkswagen, BMW, Porsche, MAN.

Проведя оптимизацию планов по разработке месторождений, ЛУКОЙЛ удвоил плановые показатели по приросту добычи нефти на 2004 год, определив целевой показатель по приросту добычи в 6–7%.

Март

Компания начала эксплуатационное бурение на месторождении Кравцовское (D6) на шельфе Балтийского моря. Всего здесь планируется пробурить 27 скважин. К 2007 году добыча нефти достигнет 700 тыс. т. Срок эксплуатации месторождения составит около 30 лет.

ЛУКОЙЛ и Саудовская Аравия подписали контракт на разведку и разработку месторождений газа и газового конденсата на Блоке А. Срок действия контракта – 40 лет. Блок А расположен в центре страны, ря-

дом с крупнейшим в мире нефтяным месторождением Гавар (Ghawar). Геолого-разведочный период составляет 5 лет. За это время ЛУКОЙЛ проведет сейсморазведочные работы и пробурит девять разведочных скважин. Объем затрат на геолого-разведочную программу составит 215 млн долл. Для реализации проекта создано совместное предприятие с государственной нефтяной компанией Saudi Aramco (Саудовская Аравия), в котором группе «ЛУКОЙЛ» принадлежит 80%.

Апрель

ЛУКОЙЛ завершил подсчет и независимый аудит запасов нефти и газа по состоянию на 1 января 2004 года. Согласно данным, подтвержденным компанией Miller and Lents (США), доказанные запасы углеводородов Компании составили 20,06 млрд барр. н. э., в том числе 15,98 млрд барр. нефти и 24,47 трлн фут³ газа. По сравнению с 1 января 2003 года доказанные запасы углеводородов Компании выросли на 4%, в том числе на 4,7% по нефти и на 1,3% по газу.

Американский журнал Global Finance назвал ЛУКОЙЛ лучшей нефтегазовой компанией России. Участники опроса, проведенного журналом, оценивали российские компании по ряду критериев. Среди них: стандарты корпоративного управления, прозрачность финансовой отчетности, качество приобретаемых активов, экологическая ответственность и т. д. В опросе приняли участие около 15 тыс. читателей Global Finance, среди которых представители инвестиционного сообщества, руководители крупных компаний и банков.

Июнь

Была введена в строй первая очередь терминала в Высоцке (Ленинградская область), предназначенного для экспорта нефти и нефтепродуктов. Ее мощность – 4,7 млн т в год.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» подписали Соглашение о разделе продукции по проекту «Кандым – Хаузак – Шады», в котором Компании принадлежит 90%. Объем геологических запасов природного газа на контрактной территории оценивается в 283 млрд м³.

ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о продаже принадлежащего ему 38-процентного пакета акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой». Согласно независимой оценке рыночная стоимость пакета составляет 1 925 млн руб. (около 65 млн долл.).

Подписание договора с компанией Saudi Aramco. Саудовская Аравия, март 2004 г.



Открытие первой очереди терминала в Высоцке. Россия, июнь 2004 г.



Подписание договора с компанией «Узбекнефтегаз». Узбекистан, июнь 2004 г.



Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ». Россия, июнь 2004 г.



Комплекс глубокой переработки нефти на Пермском НПЗ. Россия, сентябрь 2004 г.



Объявление стратегического альянса между компаниями «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips. Россия, сентябрь 2004 г.



Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены Годовой отчет Компании за 2003 год, а также бухгалтерская отчетность по результатам финансового года. Акционеры утвердили также дивиденды по итогам работы Компании за 2003 год в размере 24 руб. на одну обыкновенную акцию (19,5 руб. по итогам 2002 года).

На НПЗ в Нижнем Новгороде была введена в эксплуатацию уникальная установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора, позволяющая дополнительно производить около 400 тыс. т высокооктанового бензина в год.

Компания «ЛУКОЙЛ» приняла решение о продаже принадлежащих ей акций ОАО Банк «Петрокоммерц». На первом этапе сделки была продана 78-процентная доля уставного капитала банка. Сумма сделки составила 169 млн долл. На втором этапе, который должен быть завершен до конца июня 2007 года, планируется продать оставшуюся 21-процентную долю за 45 млн долл.

Сентябрь

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию комплекс глубокой переработки нефти на Пермском НПЗ. Его проектная мощность по сырью – 3,5 млн т в год. Ввод в строй этого комплекса позволит увеличить производство моторных топлив более чем на 1 млн т в год и получать нефтепродукты, которые по качеству и экологическим характеристикам соответствуют европейским стандартам.

ЛУКОЙЛ и ConocoPhillips создали стратегический альянс с целью разработки запасов углеводородов в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (север Европейской части России). Компании также приняли решение совместно добиваться права на разработку гигантского нефтяного месторождения Западная Курна-2 в Ираке. ConocoPhillips стала акционером ОАО «ЛУКОЙЛ».

ОАО «ЛУКОЙЛ» повторно получило сертификаты соответствия систем управления промышленной и экологической безопасностью и охраной труда требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001.

Международное рейтинговое агентство Standard&Poor's (S&P) признало ЛУКОЙЛ лидером 2004 года по информационной открытости среди всех российских нефтяных компаний.

Октябрь

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию после модернизации нефтеперерабатывающий завод в Румынии. В реконструкцию предприятия Компания вложила 121 млн долл. В результате реконструкции на НПЗ глубина переработки нефти увеличилась с 88 до 95%, а выход светлых нефтепродуктов вырос с 73 до 82%. В 2005 году НПЗ полностью перейдет на выпуск нефтепродуктов в соответствии со стандартами Евро-3 и Евро-4.

Ноябрь

ОАО «ЛУКОЙЛ» разместило рублевые облигации на общую сумму 6 млрд руб. Срок обращения облигаций – 5 лет. Ставка купона была определена в размере 7,25% годовых, что соответствует эффективной доходности к погашению в 7,38% годовых.

Декабрь

ЛУКОЙЛ завершил сделку по продаже буровой компании «ЛУКОЙЛ-Бурение». Сумма сделки – 130 млн долл.

ЛУКОЙЛ завершил начатую в июне сделку по приобретению у ENI Group 50-процентной доли в совместном предприятии LUKAgip, владеющем 24% в концессионном соглашении по разработке запасов углеводородов на месторождении Мелейя в Египте, 10-процентной долей в Соглашении о разведке, разработке и долевом разделе продукции на месторождении Шах-Дениз в Азербайджане, а также 8-процентной долей в компании Azerbaijan Gas Supply Company.

ОАО «ЛУКОЙЛ» названо «Компанией года» в номинации «Деловая репутация» VI Национальной премии в области бизнеса, учрежденной информационным агентством «Росбизнесконсалтинг». ЛУКОЙЛ признан также одним из победителей VII Конкурса годовых отчетов и корпоративных веб-сайтов, который был проведен Российской торговой системой и журналом «Рынок ценных бумаг», в номинации «Лучший уровень раскрытия информации для инвесторов».

Общественное «Экологическое движение конкретных дел» присвоило ОАО «ЛУКОЙЛ» звание «Экологически образцовая компания» за большой вклад в охрану окружающей среды.

Открытие после модернизации завода «Петротел-ЛУКОЙЛ». Румыния, октябрь 2004 г.

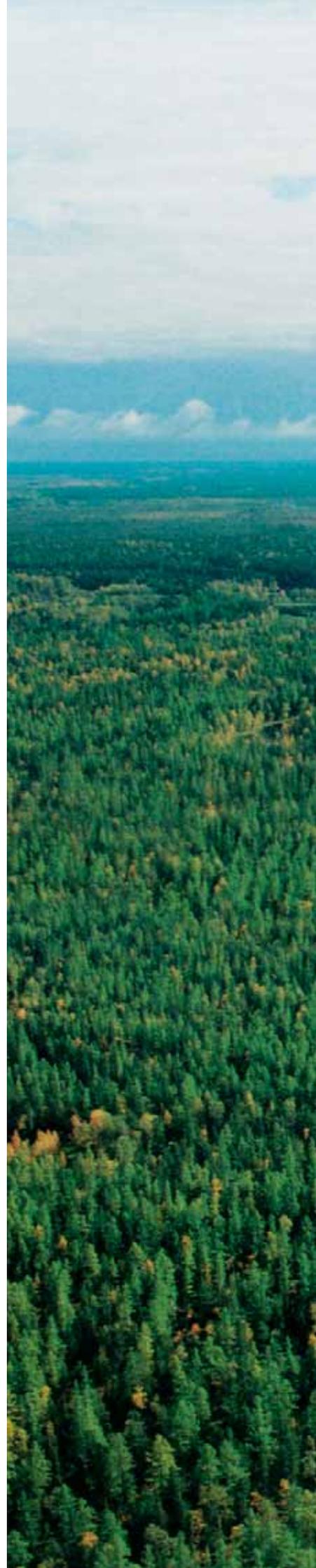


РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА**Стратегия**

- Создание потенциала для долгосрочного роста Компании путем воспроизводства минерально-сырьевой базы в традиционных регионах и ускоренного развития новых регионов добычи, в том числе и за пределами России
- Повышение эффективности геолого-разведочных работ за счет тщательного отбора проектов и применения современных технологий
- В среднесрочной перспективе обеспечение среднегодового прироста добычи углеводородов не менее чем на 7–8% за счет ежегодного прироста добычи нефти не менее чем на 5% и ускоренного роста добычи газа
- Улучшение производственных показателей и снижение расходов на добычу за счет применения современных технологий, закрытия низкодебитных скважин и оптимизации систем разработки месторождений
- Применение финансовых критериев для оценки проектов и результатов деятельности, оптимизация портфеля активов в соответствии с финансовыми критериями

2004 год стал особенно удачным для нефтедобывающего сектора Компании, что связано как с благоприятной ценовой конъюнктурой, так и с политикой Компании, направленной на повышение эффективности производственной деятельности. Среднесуточная добыча нефти выросла на 7,2%, газа – на 14,0%. Несмотря на реальное укрепление рубля, Компании удалось снизить затраты на добычу нефти. Также удалось существенно улучшить основные производственные показатели.

2004 год характеризовался широким внедрением технических инновационных решений в геологоразведке и добыче – технологий повышения нефтеотдачи пластов, систем поддержания пластового давления, систем утилизации попутного газа, систем сбора, подготовки и





транспортировки нефти, технологий энерго- и ресурсосбережения, информационных технологий.

В 2004 году в Компании продолжилось формирование многоуровневой системы мониторинга разработки месторождений с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей. Использование таких моделей позволяет определить наиболее оптимальные технологические решения и повысить эффективность геолого-технологических мероприятий.

ЛУКОЙЛ реализует проекты по разведке и добыче нефти и газа в девяти странах мира. Основная часть деятельности Компании осуществляется на территории четырех федеральных округов Российской Федерации: Северо-Западного (Ненецкий автономный округ, Республика Коми и Калининградская область), Приволжского (Пермская, Саратовская области и Республика Татарстан), Уральского (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа) и Южного (Волгоградская, Астраханская области и Республика Калмыкия). За рубежом Компания участвует в шестнадцати проектах в восьми странах мира: Казахстане, Азербайджане, Узбекистане, Египте, Иране, Ираке, Колумбии и Саудовской Аравии.

В 2004 году ЛУКОЙЛ занимался оптимизацией и расширением портфеля международных проектов:

- › были заключены соглашения об участии в четырех геолого-разведочных проектах
- › была приобретена вторая половина участия в компании LUKAgip, что увеличило долю ОАО «ЛУКОЙЛ» в проектах «Шах-Дениз» до 10% и «Мелейя» до 24%
- › было принято решение о расторжении соглашения по проекту «Зых-Говсаны» (Азербайджан) по причине его экономической неэффективности, связанной с высокими экологическими затратами и высокой степенью истощения запасов
- › в рамках сотрудничества с ConocoPhillips 29 сентября 2004 года был подписан пакет соглашений, определяющих условия сотрудничества ОАО «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips по проекту «Западная Курна-2» в Ираке



ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА

Геолого-разведочные работы

Главной задачей геолого-разведочных работ, проводимых группой «ЛУКОЙЛ», является восполнение добычи запасами промышленных категорий, а также подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи в перспективных регионах. При проведении геолого-разведочных работ Компания уделяет особое внимание применению современных технологий, что позволяет значительно повысить эффективность геологоразведки.

В 2004 году, как и в 2003, основные объемы геолого-разведочных работ были сконцентрированы в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в Большехетской впадине Ямало-Ненецкого автономного округа, на акватории Каспийского моря, а также в Западной Сибири.

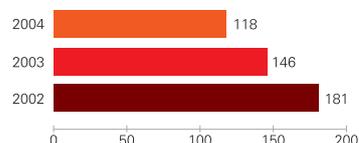
Проходка в разведочном бурении в 2004 году составила 118,3 км. В результате геолого-разведочных работ Компанией было открыто двенадцать нефтяных месторождений и одно газоконденсатное, а также десять залежей нефти на ранее открытых месторождениях.

Увеличение/открытие новых запасов по международной классификации составило 640 млн барр. н. э. Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2004 году составили 309 млн долл.

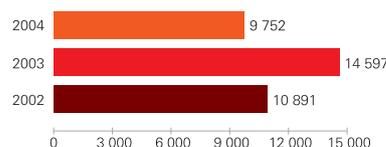
Россия

В 2004 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 111,1 км, объем сейсморазведочных работ методом 2D – 7 819 км, объем сейсморазведочных работ методом 3D – 1 578 км². Затраты на геологоразведку составили 228 млн долл.

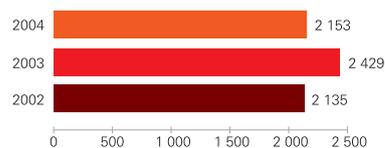
Проходка в разведочном бурении, км



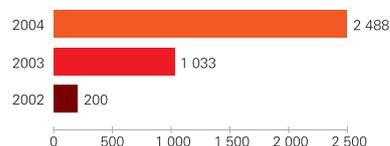
Сейсморазведка 2D, км



Сейсморазведка 3D, км²



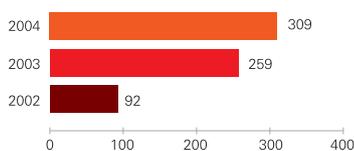
Электроразведка, км



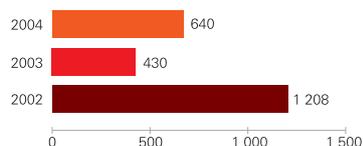
Распределение разведочного бурения по регионам (2004)



Затраты на геологоразведку, млн долл.



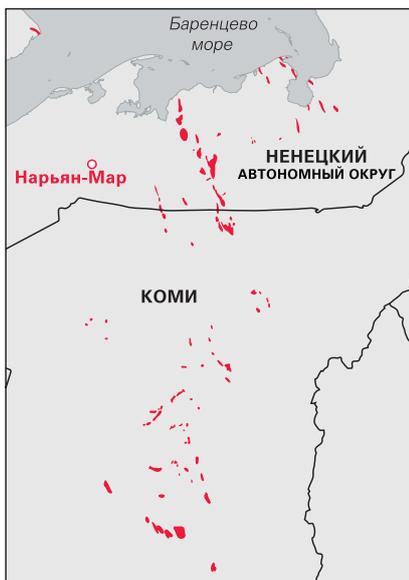
Увеличение/открытие новых запасов углеводородов по международной классификации, млн барр. н. э.



Тимано-Печора

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является новым перспективным регионом нефтедобычи не только для Компании, но и для России в целом. В 2004 году ЛУКОЙЛ уделял особое внимание геологоразведке в данном регионе, доля которого в разведочном бурении составила 20% от общего объема разведочного бурения Компании.

Месторождения группы «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печоре



На Варандейском месторождении пробурена оценочная скважина с горизонтальным стволом, из которой получен фонтанный приток нефти с дебитом 150 т/сут. По результатам бурения данной скважины в 2005 году запланировано продолжить бурение горизонтальных скважин на Варандейском и Торавейском месторождениях.

На Мядсейском месторождении пробурена разведочная скважина, которая подтвердила нефтеносность пластов и была введена в эксплуатацию с дебитом 60 т/сут.

На Перевозном месторождении начато бурение разведочной скважины проектной глубиной 4 100 м. В 2004 году пройдено 3 867 м и подтверждена нефтеносность пластов.

В 2004 году были также проведены сейсморазведочные работы на Северо-Сарембойском месторождении с целью уточнения геологической модели залежи нефти, а также на мелководье Хайпудырской губы, в результате чего были обнаружены нефтенасыщенные коллекторы.

Большехетская впадина

В рамках реализации газовой программы ЛУКОЙЛ занимается освоением запасов Большехетской впадины, которые станут основой роста добычи газа в ближайшие годы. По состоянию на 1 января 2005 года запасы газа на месторождениях Компании в этом регионе составили 12,9 трлн фут³, или 52,5% от доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ».

Месторождения группы «ЛУКОЙЛ» в Большехетской впадине



На Хальмерпаятинском газовом месторождении начато бурение разведочной скважины, обнаружены продуктивные пласты.

В результате проведения сейсморазведочных работ на Перекатном газовом месторождении была значительно увеличена его площадь, что приведет к существенному росту запасов этого месторождения.

На Южно-Мессояхском газовом месторождении проведены сейсморазведочные работы и начата обработка полученных данных.

Акватория Каспийского моря

В российском секторе акватории Каспийского моря Компания ведет деятельность на трех лицензионных участках: Северном, Центральном-Каспийском и Восточно-Ракушечном. В 2004 году на этих участках продолжалось проведение геолого-разведочных работ.

В результате проведенных работ на Северном лицензионном участке были выявлены высокие перспективы углеводородного насыщения



Месторождения и лицензионные участки группы «ЛУКОЙЛ» в российском секторе Каспийского моря



структуры Южно-Ракушечная, что обосновывает необходимость бурения разведочной скважины.

На Центрально-Каспийском лицензионном участке с целью детализации и подготовки к бурению выявленных структур проведены дополнительные геолого-разведочные работы, показавшие высокие перспективы участка.

Геолого-разведочные работы, проведенные на Восточно-Ракушечном лицензионном участке, выявили высокую вероятность углеводородного насыщения структуры Восточно-Ракушечная.

В 2004 году распоряжением Правительства России ЛУКОЙЛ был назначен уполномоченной организацией по освоению углеводородных ресурсов Яламо-Самурского участка Каспийского моря, находящегося на территории российского и азербайджанского секторов Каспийского моря. Компания уже приступила к работе на участке и готовится к подписанию СРП с азербайджанской стороной.

Западная Сибирь

Проведение геолого-разведочных работ в Западной Сибири направлено прежде всего на воспроизводство сырьевой базы для обеспечения текущей добычи Группы в данном регионе. В 2004 году были начаты геолого-разведочные работы на новых лицензионных участках Шаимского нефтегазоносного района.



Месторождения группы «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири



Проходка в разведочном бурении в Западной Сибири составила 44,5 км, что соответствует 37,6% от общего объема разведочного бурения Компании. В результате выполненных работ были открыты три нефтяных месторождения и восемь залежей на ранее открытых месторождениях.

Международные проекты

В начале 2004 года Компания участвовала в пяти геолого-разведочных проектах за пределами России: «Д-222» (Азербайджан), «Кондор» (Колумбия), «Анаран» (Иран), «Западный Гейсум» и «Северо-Восточный Гейсум» (Египет).

2004 год стал удачным для Компании с точки зрения расширения портфеля международных геолого-разведочных проектов. Были подписаны соглашения об участии Компании в проектах «Тюб-Караган» и «Аташский» (Казахстан), «Блок А» (Саудовская Аравия), «Кандым – Хаузак – Шады» (Узбекистан). Таким образом, к концу 2004 года портфель Компании насчитывал девять геолого-разведочных проектов.

В 2004 году проходка в разведочном бурении по международным проектам составила 7,2 км, объем сейсморазведочных работ методом 2D – 1 933 км, объем сейсморазведочных работ методом 3D – 575 км². Затраты на геологоразведку по международным проектам составили 81 млн долл.



НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ КОМПАНИИ

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ



Саудовская Аравия

«Блок А»

В январе 2004 года ЛУКОЙЛ был объявлен победителем открытого тендера на разведку и разработку месторождений природного газа и газового конденсата на «Блоке А» в Саудовской Аравии. 18 февраля было создано совместное предприятие LUKOIL Saudi Arabia Energy Ltd. (LUKSAR), в котором ЛУКОЙЛ владеет 80% акций, а национальная нефтегазовая компания Saudi Aramco – 20%. 7 марта между ОАО «ЛУКОЙЛ» и правительством Саудовской Аравии был подписан контракт по «Блоку А». Срок действия контракта – 40 лет.

«Блок А» расположен в северной части пустыни Руб-Аль-Хали, рядом с крупнейшим в мире нефтяным месторождением Гавар (Ghawar). Площадь блока составляет 30 тыс. км², геолого-разведочный период – пять лет. За это время ЛУКОЙЛ проведет 2D и 3D сейсмические исследования, а также пробурит как минимум девять разведочных скважин.

В 2004 году был завершен тендер на проведение сейсморазведочных работ, начата расшифровка имеющейся геолого-геофизической информации, начато проведение новых 2D и 3D сейсмических исследований. Сейсморазведка будет проводиться в течение всего 2005 года с целью подготовки структур к разведочному бурению в начале 2006 года.

Узбекистан

«Кандым – Хаузак – Шады»

Соглашение о разделе продукции по газовому проекту «Кандым – Хаузак – Шады» было подписано в июне 2004 года на срок 35 лет. В ноябре СРП вступило в законную силу. В него входят участки Хаузак и Шады, Кандымская группа месторождений и Кунградский блок.

Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в прибыльной части проекта составляет 90%, компании «Узбекнефтегаз» – 10%. Доля инвесторов в продукции составит 50%.

УЗБЕКИСТАН



Объем утвержденных геологических запасов природного газа на контрактной территории составляет 283 млрд м³. Самое крупное из месторождений – Кандым – имеет запасы газа более 150 млрд м³. Начало промышленной добычи газа намечено на 2007 год. Максимальный уровень добычи составит около 9 млрд м³ в год, а общий накопленный объем добычи в рамках проекта может достичь 207 млрд м³.

Проект предусматривает проведение дополнительных геолого-разведочных работ на контрактных участках. Планируется также возведе-

ние современного газохимического комплекса мощностью 6 млрд м³ газа в год, первую очередь которого намечено ввести в эксплуатацию в 2010 году. Кроме этого, запланировано бурение 240 эксплуатационных скважин, строительство более 1,5 тыс. км трубопроводов.

В 2004 году в рамках реализации проекта были начаты подготовка проектной документации и сбор геолого-геофизических материалов.

Казахстан

«Тюб-Караган»

В январе 2004 года было подписано Соглашение о разделе продукции между ОАО «ЛУКОЙЛ» и компанией «КазМунайГаз» по участку «Тюб-Караган» на каспийском шельфе Казахстана. Срок действия соглашения – 40 лет. Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в СРП составляет 50%.

Участок «Тюб-Караган» занимает площадь 1 168 км² и находится в 40 км к северо-западу от морского порта Баутино на глубине 7–12 м. Прогнозные геологические ресурсы – 388 млн т у.т., в том числе 324 млн т нефти. Вероятность обнаружения углеводородов оценивается как высокая.

В 2004 году на участке были завершены морские сейсмические исследования 2D и интерпретация имевшихся и вновь полученных данных, а также подготовка к бурению первой разведочной скважины.

«Аташский»

В январе 2004 года состоялось подписание контракта на разведку по участку «Аташский» на каспийском шельфе Казахстана сроком на три года. Контракт предусматривает возможное продление периода разведки еще на четыре года и приоритетное право подрядчика на разработку месторождения в случае открытия коммерческих запасов углеводородов. Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в текущем контракте составляет 50%. Вторым участником проекта является «КазМунайТениз», дочерняя компания «КазМунайГаз».

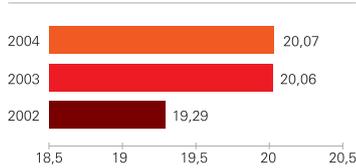
Участок «Аташский» занимает площадь около 8,4 тыс. км² и находится в 80–85 км от порта Баутино на глубине 7–35 м. Прогнозные геологические ресурсы – 248,8 млн т у.т., в том числе 141,7 млн т нефти. В восточной части участка после проведения дополнительных геолого-разведочных работ не исключается возможность обнаружения других перспективных структур.

В 2004 году на участке были завершены морские сейсмические исследования 2D.

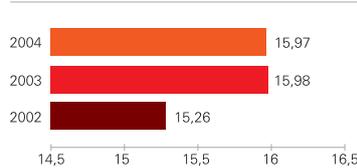
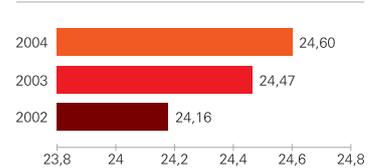
КАЗАХСТАН



Доказанные запасы углеводородов, млрд барр. н. э.



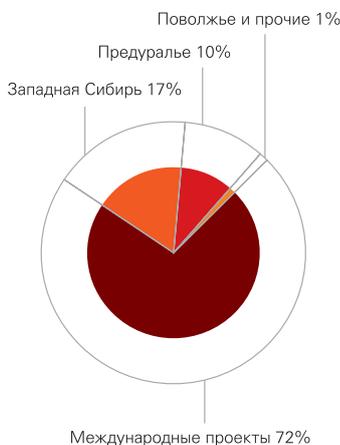
Доказанные запасы нефти, млрд барр.


 Доказанные запасы газа, трлн фут³


Структура прироста запасов нефти с учетом добычи (2004)



Структура прироста запасов газа с учетом добычи (2004)



По проекту «Северо-Восточный Гейсум» в 2004 году было закончено бурение первой разведочной скважины глубиной 1,6 км и получен приток нефти. По результатам бурения выполнены анализ и оценка всех полученных геолого-геофизических материалов, осуществлена корректировка структурных построений, уточнена геологическая модель блока.

По проектам «Д-222» и «Анаран» было начато бурение разведочных скважин. По проектам «Кондор» и «Тюб-Караган» велась подготовка к разведочному бурению. По остальным проектам проводились сейсморазведочные работы, осуществлялись обработка и интерпретация полученных данных.

Запасы нефти и газа

- > 1,4% мировых запасов нефти
- > 0,4% мировых запасов газа
- > I место по запасам нефти среди крупнейших международных частных нефтяных компаний
- > II место по запасам углеводородов среди крупнейших международных частных нефтяных компаний

Доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» по международной классификации* по состоянию на 1 января 2005 года составили 20,07 млрд барр. н. э., в том числе запасы нефти – 15,97 млрд барр., запасы газа – 24,6 трлн фут³. Обеспеченность текущей добычи нефти группы «ЛУКОЙЛ» доказанными запасами составляет 25 лет.

За 2004 год доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» с учетом добычи выросли на 3,4%, а без учета добычи – на 0,1%. Уровень восполнения добычи углеводородов приростом запасов составил 102,3%. Уровень восполнения добычи нефти приростом запасов составил 99,2%, а основной прирост запасов нефти был получен в Западной Сибири.

* В 2004 году компания Miller and Lents (США) провела ежегодный (десятый по счету) технический и экономический аудит запасов группы «ЛУКОЙЛ» в соответствии с требованиями Общества инженеров-нефтяников США (US SPE).

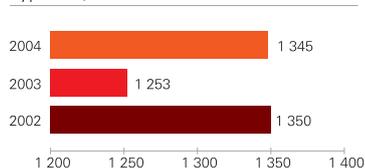
Распределение запасов нефти и газа по регионам деятельности группы «ЛУКОЙЛ» (на 01.01.2005)



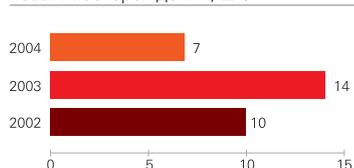
Распределение запасов нефти и газа по регионам по международным проектам группы «ЛУКОЙЛ» (на 01.01.2005)



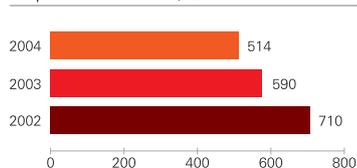
Проходка в эксплуатационном бурении, км



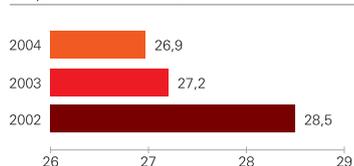
Ввод в эксплуатацию новых месторождений, шт.



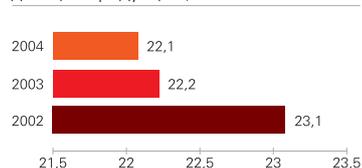
Ввод в эксплуатацию новых нефтяных скважин, шт.



Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. шт.



Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, тыс. шт.



Российские запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» составляют 94,9% от суммарных запасов Группы. На балансе российских предприятий Компании по состоянию на 1 января 2005 года находилось 419 лицензий, в том числе 355 с правом добычи и 64 – на геологическое изучение.

В результате вступления в силу СРП по газовому проекту «Кандым – Хаузак – Шады» доказанные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» по международным проектам выросли на 1,1 трлн фут³, или на 46,2%.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА НЕФТИ

- › 2,1% мировой добычи нефти
- › 18,0% российской добычи нефти
- › Компания №5 среди крупнейших международных частных нефтяных компаний по объему добычи нефти
- › Компания №6 среди крупнейших международных частных нефтяных компаний по объему добычи углеводородов

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» в 2004 году составила 86,2* млн т (1 738 тыс. барр./сут), в том числе дочерними обществами было добыто 82,4 млн т. Среднесуточная добыча нефти группы «ЛУКОЙЛ» выросла по сравнению с 2003 годом на 7,2%.

В 2004 году велись активные работы по обустройству и вводу в разработку новых месторождений в Ненецком автономном округе и за рубежом. Шла подготовка проектной документации по разработке месторождений российского сектора Каспийского моря. Начата добыча нефти с ледостойкой стационарной платформы на шельфе Балтийского моря на месторождении Кравцовское. Планируется, что к 2007 году добыча нефти на этом месторождении достигнет 700 тыс. т/год.

В 2004 году добыча нефти дочерними и зависимыми нефтедобывающими предприятиями Группы осуществлялась на 327 месторождениях. За год в разработку введено семь новых месторождений.

* По методологии ОПБУ США, включает добычу дочерних обществ и долю в добыче зависимых организаций.

Объем эксплуатационного бурения в 2004 году составил 1 345 км. В эксплуатацию введены 341 нагнетательная и 514 добывающих скважин. В том числе в эксплуатацию введены 23 горизонтальные скважины, среднесуточный дебит которых более чем в семь раз превышает средний дебит нефтяных скважин Компании. Добыча нефти из новых скважин составила 3,55 млн т*.

В рамках реализации «Комплексной программы оптимизации разработки и добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2003–2005 годы» в 2004 году из эксплуатации была выведена 1 161 низкодебитная и высокообводненная скважина, что наряду с применением современных технологий повышения нефтеотдачи пластов и бурением горизонтальных скважин позволило увеличить средний дебит нефтяных скважин более чем на 10%, до 10,7 т/сут, а также снизить обводненность продукции.

Активное развитие новых регионов нефтедобычи, а также применение современных технологий позволили увеличить средний дебит новых нефтяных скважин более чем на 24%, с 35,7 т/сут в 2003 году до 44,3 т/сут в 2004 году.

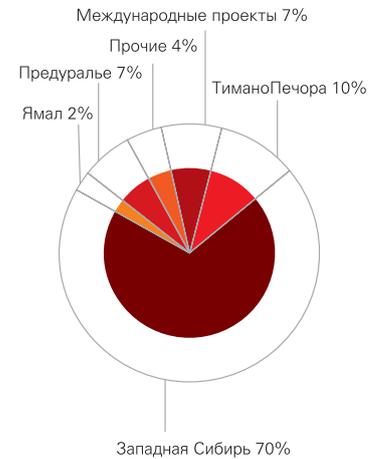
По состоянию на 1 января 2005 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании насчитывал 26,9 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 22,1 тыс.), фонд нагнетательных скважин – 8,0 тыс. (под закачкой – 5,4 тыс.). По сравнению с 2003 годом эксплуатационный фонд скважин снизился на 1%. Кроме того, на 4,7% снизился фонд неработающих скважин, что является следствием деятельности Компании по повышению эффективности нефтедобычи.

Несмотря на реальное укрепление рубля по отношению к доллару США, Компании удалось снизить затраты на добычу нефти с 2,61 долл./барр. в 2003 году до 2,58 долл./барр. в 2004 году. Суммарные затраты на добычу в 2004 году составили 1 556 млн долл.

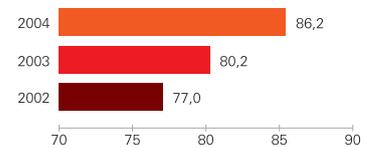
Россия

По состоянию на 1 января 2005 года на балансе дочерних и зависимых нефтедобывающих организаций группы «ЛУКОЙЛ» на территории России числилось 397 месторождений: 291 в разработке, 22 подготовленных для промышленного освоения, 83 в разведке и 1 законсервированное. В 2004 году добыча нефти дочерними и зависимыми нефтедобывающими организациями Группы на территории России осуществлялась на 307 месторождениях.

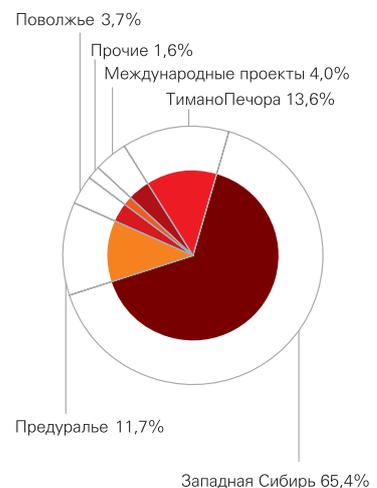
Распределение эксплуатационного бурения по регионам (2004)



Добыча нефти, млн т

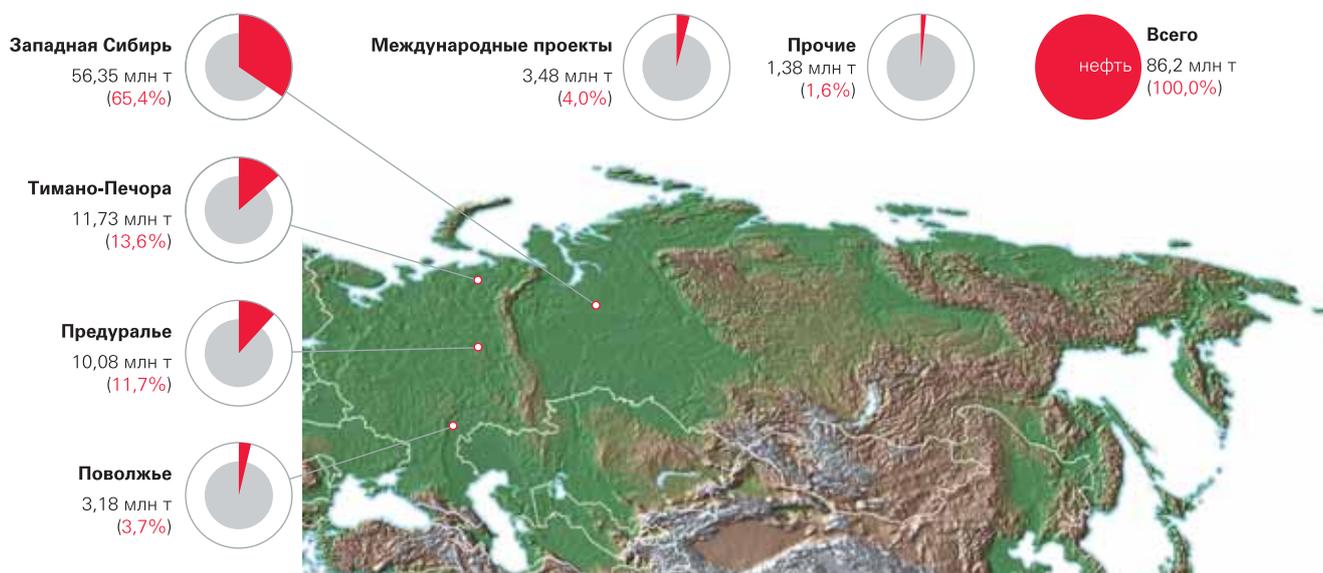


Распределение добычи нефти по регионам (2004)



* С учетом долевого участия Компании в международных проектах.

Распределение добычи нефти по регионам деятельности группы «ЛУКОЙЛ» (2004)



Добыча нефти на территории России составила 82,7 млн т, в том числе дочерними обществами был добыт 81,0 млн т. По сравнению с 2003 годом среднесуточная добыча выросла на 6,6%.

68,1% добычи группы «ЛУКОЙЛ» на территории России пришлось на Западную Сибирь. Месторождения Западной Сибири также обеспечили основную часть прироста добычи Компании в России в 2004 году по сравнению с 2003 годом (67,5%, или 3,6 млн т). Добыча также существенно выросла в Тимано-Печоре (на 1,5 млн т): на этот регион пришлось еще 28,7% прироста добычи Компании в России.

Эксплуатационное бурение на территории России составило 1 245 км. На Россию приходится 98,4% эксплуатационного фонда скважин Компании (26,5 тыс.) и такой же процент скважин, дающих продукцию (21,8 тыс.). Добыча нефти на территории России в 2004 году составила 96% от добычи группы «ЛУКОЙЛ». В 2004 году в эксплуатацию были введены 485 новых добывающих скважин, добыча из которых составила 3,45 млн т нефти.

В 2004 году проводились переговоры с компанией ConocoPhillips с целью определения принципов сотрудничества и организации совместной деятельности в Тимано-Печорском регионе на базе активов группы организаций ОАО «Архангельскгеолдобыча» и ООО «Нарьянмарнефтегаз». 29 сентября был подписан пакет соглашений, определяю-

щих условия сотрудничества ОАО «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips и функционирования совместного предприятия в Тимано-Печорском регионе.

В 2004 году также велись переговоры с казахской компанией «КазМунайГаз» по вопросу разработки месторождения Хвалынское, находящегося на территории российского и казахского секторов Каспийского моря. Был согласован проект устава совместной компании, которая выступит инвестором проекта и получит права пользования недрами месторождения Хвалынское на условиях СРП.

Международные проекты

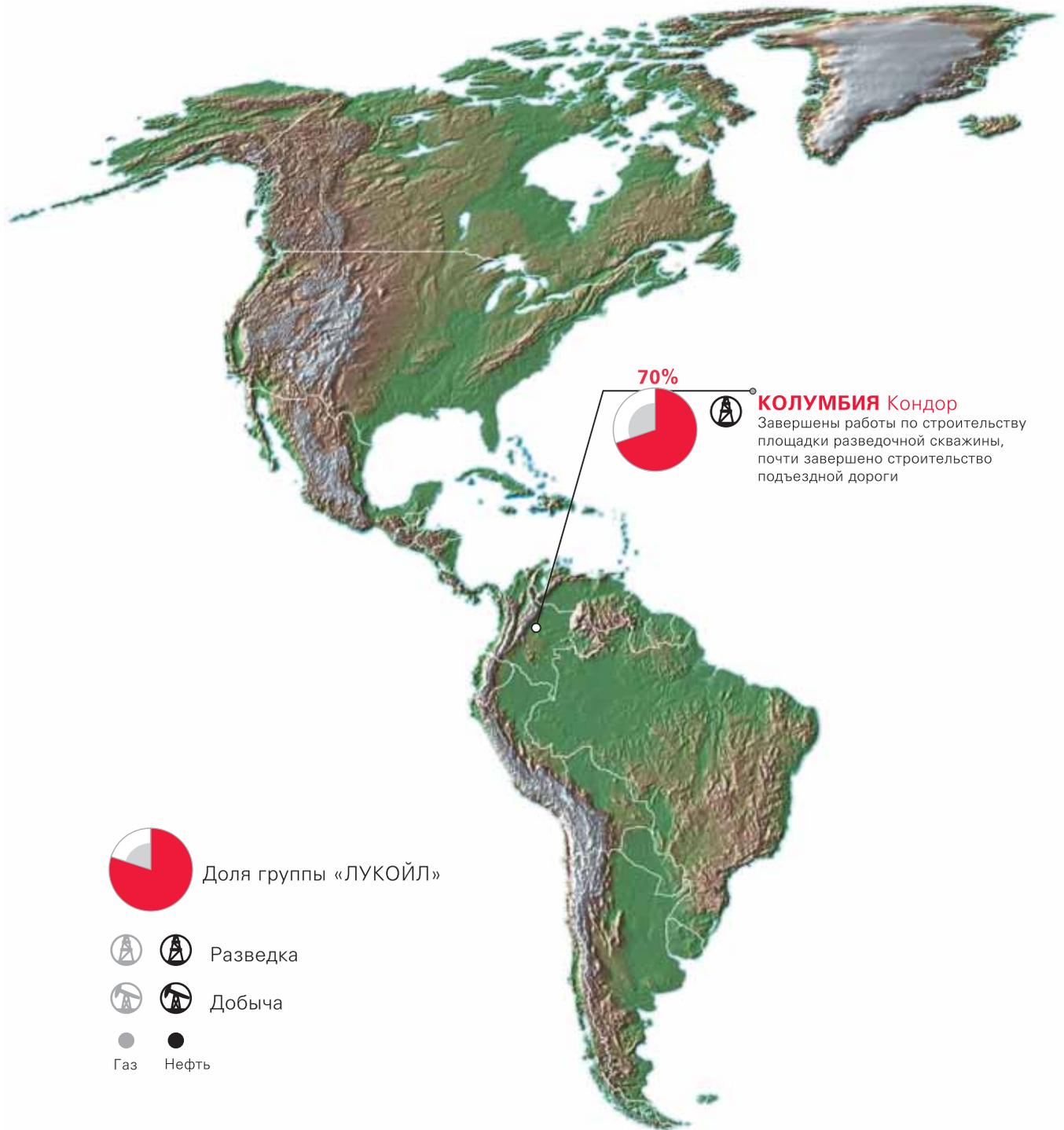
ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание развитию международной деятельности. В 2004 году портфель Компании состоял из семи проектов по разработке месторождений и добыче нефти и газового конденсата. Добыча нефти и газового конденсата осуществлялась по пяти проектам: в Казахстане («Карачаганак», «Кумколь», «Тенгиз») и Египте («Мелейя», «Блок WEEM»). Долевая добыча группы «ЛУКОЙЛ» по этим проектам составила 3,48 млн т, увеличившись на 21,3% по сравнению с 2003 годом. По остальным проектам велось обустройство месторождений и подготовка к добыче.

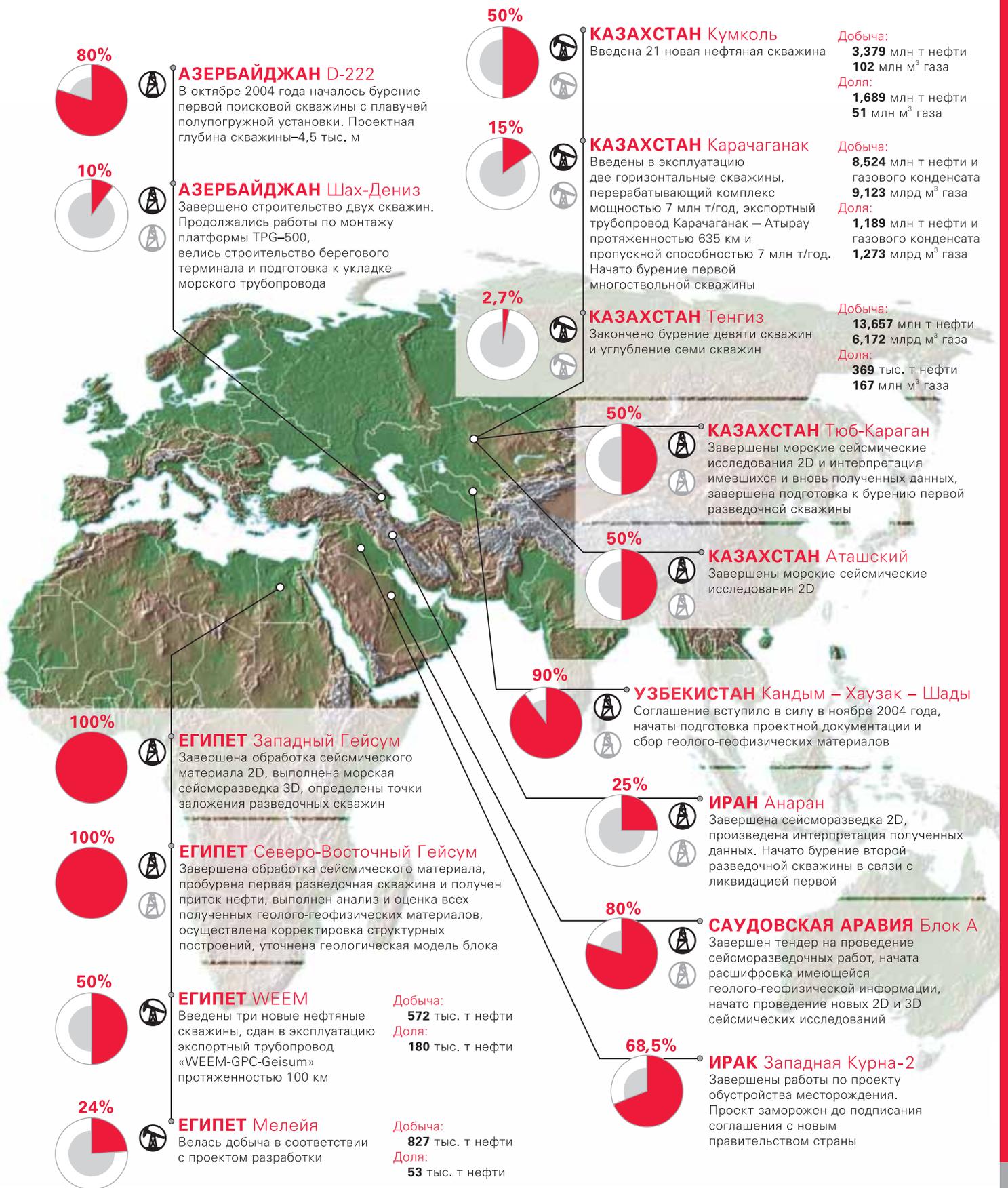
Добыча нефти по международным проектам, тыс. т

	2004	2003
Казахстан		
Карачаганак	1 189	825
Кумколь	1 689	1 402
Тенгиз	369	344
Египет		
Мелейя	53	43
Блок WEEM	180	255
Итого	3 480	2 869

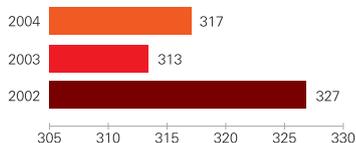
Эксплуатационное бурение по международным проектам Компании составило 100 км. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составил 434 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 361. По сравнению с 2003 годом произошло снижение неработающего фонда скважин на 9,9%. Введены в эксплуатацию 29 новых добывающих скважин. За счет ввода новых скважин дополнительно добыто 599 тыс. т нефти, в том числе доля группы «ЛУКОЙЛ» составила 99,5 тыс. т.

**»»» МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ КОМПАНИИ
В СЕКТОРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ
(на 01.01.2005)**

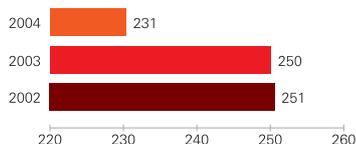




Эксплуатационный фонд газовых скважин, шт.



Фонд газовых скважин, дающих продукцию, шт.



РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ГАЗА

- › 0,4% мировых запасов газа
- › 0,2% мировой добычи газа

Газовая программа группы «ЛУКОЙЛ» предполагает ускоренный рост добычи газа в ближайшие годы как в России, так и за рубежом. В связи с этим в 2004 году деятельность Компании в газовом секторе была направлена на подготовку к началу добычи природного газа в Большехетской впадине и освоение месторождений Каспийского моря – именно эти регионы призваны стать ключевыми в развитии газодобычи группы «ЛУКОЙЛ».

В 2004 году добыча газа группы «ЛУКОЙЛ» составила 6,47* млрд м³ (624 млн фут³/сут), в том числе добыча дочерних обществ – 6,21 млрд м³. Среднесуточная добыча Компании выросла по сравнению с 2003 годом на 14%.

Доля нефтяного газа в общей добыче составила 71,8%, или 4,64 млрд м³. Добыча природного газа составила 1,83 млрд м³ и выросла на 39,7% по сравнению с 2003 годом.

Уровень использования нефтяного газа составил 79,7%, что соответствует уровню 2003 года. С целью увеличения использования нефтяного газа Компания ведет строительство газопоршневых электростанций на месторождениях в районе факелов, что позволяет сократить сжигание газа на факелах, снизить расходы на электроэнергию, а следовательно, сократить расходы на добычу нефти.

Россия

Добыча газа на территории России составила 4,98 млрд м³, в том числе дочерними обществами добыто 4,94 млрд м³. Добыча природного газа составила 0,56 млрд м³.

54,2% добытого в России газа пришлось на Западную Сибирь, еще 45,3% – на Тимано-Печору, Предуралье и Поволжье. В 2004 году Компания вела работы по обустройству газовых месторождений Большехетской впадины, добыча природного газа на которых начнется в 2005 году, а к 2013 году достигнет 24 млрд м³ (2,3 млрд фут³/сут). На Находкинском месторождении, которое является одним из крупнейших ме-

* По методологии ОПБУ США, включает добычу дочерних обществ и долю в добыче зависимых организаций.



сторождений Большехетской впадины, началось бурение эксплуатационных скважин. Всего на этом месторождении планируется пробурить 60 скважин.

Эксплуатационный фонд газовых скважин на территории России составил 258 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 190.

Международные проекты

В 2004 году ЛУКОЙЛ участвовал в трех проектах по добыче газа в Казахстане – «Карачаганак», «Кумколь» и «Тенгиз».

Долевая добыча газа по этим проектам составила 1,49 млрд м³. Добыча природного газа составила 85,4% от суммарной, нефтяного – 14,6%.

Эксплуатационный фонд газовых скважин по проектам составил 59 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 41. По сравнению с 2003 годом произошло снижение неработающего фонда скважин на 18%.

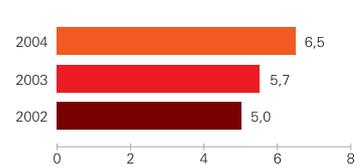
Добыча газа по международным проектам, млн м³

	2004	2003
Казахстан		
Карачаганак	1 273	781
Кумколь	51	14
Тенгиз	167	156
Итого	1 491	951

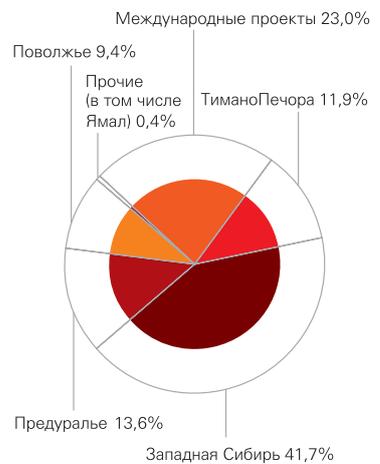
В 2004 году ЛУКОЙЛ активно участвовал в подготовке к добыче газа по проекту «Шах-Дениз», в котором ему принадлежит 10%. Были завершены строительством две скважины. Велись работы по монтажу платформы TPG-500, строительству берегового терминала и подготовке к укладке морского трубопровода. Начало добычи намечено на конец 2006 года.

В ноябре 2004 года вступило в силу СРП по газовому проекту «Кандым – Хаузак – Шады». Начало промышленной добычи по проекту намечено на 2007 год.

Добыча газа, млрд м³



Распределение добычи газа по регионам (2004)



»»» ПОСТАВКИ НЕФТИ**Стратегия**

- » Оптимизация логистики – снижение транспортных затрат
- » Использование собственной экспортной инфраструктуры для оптимизации транспортных затрат
- » Повышение доходности продаж нефти за счет увеличения доли продукции, реализуемой на рынках с лучшей ценой (дальнее зарубежье)
- » Участие в проектах по развитию нефтепродуктопроводного транспорта, позволяющих осуществлять поставку необходимых объемов нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов в порты для экспорта

ТРАНСПОРТ НЕФТИ

В 2004 году Компания активизировала работу по повышению эффективности поставок и сокращению транспортных затрат. В том числе проводилась работа по снижению стоимости железнодорожных перевозок за счет совершенствования механизма управления и организации процесса перевозок. Достигнуты договоренности с ОАО «РЖД» по оптимизации маршрутов грузопотоков группы «ЛУКОЙЛ», результатом чего станет сокращение транспортных затрат.

Используя свою квоту акционера Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), Компания с ноября 2004 года начала поставки собственной западно-сибирской и нижневолжской нефти через систему КТК для последующего экспорта через терминал Южная Озереевка. В результате дополнительный доход Компании в 2004 году составил 3 млн долл. ЛУКОЙЛ также продолжал транспортировать по системе КТК свою долю в продукции месторождений Кумколь и Карачаганак в Казахстане.

ЭКСПОРТ НЕФТИ

В 2004 году экспорт нефти дочерними обществами группы «ЛУКОЙЛ» из России (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) вырос по сравнению с предыдущим годом на 21,4%





Экспорт нефти в 2004 году по направлениям

Мурманск 2,2 млн т

Витино 1,6 млн т

Высоцк 0,8 млн т

Бутинге 1,0 млн т

Приморск 8,4 млн т

Светлый 0,9 млн т

Варандей 0,6 млн т

Одесса 1,0 млн т

Новороссийск 4,8 млн т

Туапсе 1,3 млн т



и составил 46,3 млн т (57,1% от добычи дочерних обществ группы «ЛУКОЙЛ» на территории России).

Для увеличения объемов экспорта в 2004 году ЛУКОЙЛ продолжил активно использовать альтернативные схемы поставки, в том числе с использованием инфраструктуры собственных НПЗ. С использованием альтернативных схем поставки в 2004 году было экспортировано 7,4 млн т нефти, что на 37,7% превышает показатель 2003 года.

В соответствии с принятой ОАО «ЛУКОЙЛ» стратегией отгрузка нефти по нефтепроводу «Дружба» в дальнее зарубежье в 2004 году была увеличена по сравнению с 2003 годом на 42,8% и составила 13,8 млн т.

С ноября 2004 года Компания начала поставки нефти в Китай через нефтеналивную эстакаду Мегет и Ангарский НПЗ. Перераспределение ресурсов на Китай позволит получить дополнительный доход свыше 5 млн долл.

В мае 2004 года в порту Высоцк на северо-западе России была введена в эксплуатацию первая очередь нового терминала. Ее мощность составила 4,7 млн т/год, а полная проектная мощность терминала составит около 12 млн т/год. Пока к терминалу могут швартоваться танкеры дедвейтом до 20 тыс. т. В результате дальнейших дноуглубительных работ к причалам терминала смогут подходить суда дедвей-



том до 50 тыс. т, а после выхода терминала на проектную мощность он сможет принимать суда дедвейтом до 80 тыс. т.

Строительство терминала началось в июне 2002 года. Всего за два года ЛУКОЙЛ построил уникальный объект, который позволит Компании значительно увеличить существующие мощности по экспорту нефти и нефтепродуктов и существенно снизить стоимость их транспортировки. Через терминал в Высоцке ЛУКОЙЛ сможет осуществлять в том числе и поставки нефтепродуктов на свои автозаправочные станции в США.

Введение в действие первой очереди терминала уже позволило Компании исключить малоэффективные поставки вакуумного газойля через порты Прибалтики. С мая по декабрь 2004 года через терминал перевалено 0,8 млн т нефти и 0,8 млн т вакуумного газойля.

В 2004 году продолжались работы по проекту расширения Варандейского нефтяного терминала. Было разработано технико-экономическое обоснование строительства второго модуля терминала на большей глубине, который позволит принимать суда большего водоизмещения. Началась подготовка пакетов тендерной документации на поставку материалов и оборудования и на выполнение строительно-монтажных работ.

Варандейский терминал был построен в 2000 году в 4 км от порта Варандей, он соединен с береговыми нефтяными резервуарами подводным дюкером, по которому перекачивается нефть. Терминал позволяет осуществлять круглогодичную отгрузку нефти из Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и поставлять ее напрямую на американский рынок.

В 2004 году экспорт нефти через Варандейский терминал составил 609 тыс. т (в 1,6 раза больше, чем в 2003 году).

В 2004 году ЛУКОЙЛ провел работы по расширению терминала в поселке Ижевское, расположенном в 20 км от Калининграда, на берегу Калининградского морского канала. Углубление и расширение 27-километрового участка канала от входных молв в порту Балтийск до терминала было необходимо в связи с увеличением объемов экспорта нефти через терминал после ввода в эксплуатацию месторождения Кравцовское на шельфе Балтийского моря.

В результате реализации проекта терминал может обслуживать танкеры дедвейтом до 20 тыс. т (ранее в Ижевское могли заходить суда дедвейтом 10–12 тыс. т), а его мощность увеличилась до 5 млн т нефти и нефтепродуктов.



»»» ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ И СБЫТ**Стратегия**

- » Производство высококачественных и экологически чистых нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью
 - » Увеличение выхода светлых нефтепродуктов
 - » Контроль за производственными издержками
 - » Оптимизация логистики – снижение транспортных затрат
 - » Увеличение эффективности торговых операций
 - » Увеличение объемов розничной реализации нефтепродуктов
-

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

- » 1,4% мировых нефтеперерабатывающих мощностей
 - » 1,2% мировой нефтепереработки
 - » 16,2% общероссийских нефтеперерабатывающих мощностей
 - » 18,9% общероссийской нефтепереработки
-

2004 год стал особенно удачным и для нефтеперерабатывающего сектора Компании. Объемы переработки нефти возросли на 4% (45,3 млн т по сравнению с 43,5 млн т в 2003 году, с учетом процессинга на сторонних НПЗ), увеличилось производство высококачественных моторных топлив, что стало результатом осуществляемой Компанией программы модернизации НПЗ, на которую в 2004 году было направлено 440 млн долл.

Россия

Одной из основных стратегических задач Компании является производство нефтепродуктов с большей добавленной стоимостью и увеличение операционной эффективности. При сохранении объемов переработки нефти на уровне прежних лет (в 2004 году на российских



Нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



НПЗ Компании было переработано 35,5 млн т нефти, на 4% больше, чем в 2003 году) производство высококачественных моторных топлив, отвечающих самым современным экологическим требованиям, возросло на 48%. Этому способствовал ввод новых мощностей на всех четырех российских НПЗ Компании.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» после реконструкции установок вторичной переработки бензинов и риформинга удалось существенно повысить октановое число производимых компонентов бензина, что позволило сократить в 2,2 раза использование высокооктановых добавок и, таким образом, снизить операционные затраты на 2,3 млн долл./год.

Реконструкция вакуумсоздающего оборудования на установке АВТ-5 позволила снизить потребление пара с 0,014 до 0,008 Гкал/т сырья, что эквивалентно 0,2 млн долл./год, и уменьшить испарения в атмосфере нефтепродуктов.

За счет применения новых деэмульгаторов были снижены технологические потери при обезвоживании/обессоливании нефти с 0,9 до 0,84%, что позволило сэкономить до 1 млн долл.

Переработка нефти Компанией, млн т



В сентябре 2004 года состоялся пуск в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Подобных комплексов до сих пор было всего шесть, и все за пределами России. Комплекс предназначен для гидроочистки и гидрокрекинга смеси вакуумных дистиллятов и вторичных компонентов для выработки высокоочищенного сырья каталитического крекинга, малосернистого дизельного топлива с низким содержанием ароматических углеводородов и высококачественных компонентов для получения высокооктановых бензинов. Проектная мощность комплекса по сырью – 3,5 млн т/год. Ввод комплекса позволит вывести из эксплуатации ряд старых установок, что скажется на снижении эксплуатационных затрат.

В результате осуществления программы внедрения мероприятий по сокращению потерь дополнительно будет получено около 22 тыс. т нефтепродуктов, что эквивалентно 4 млн долл.

В ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» в 2004 году введена в эксплуатацию установка каталитического риформинга мощностью 1 млн т/год. Такая установка четвертого поколения единственная в России. Ввод установки в эксплуатацию позволил увеличить ежегодный выпуск высокооктанового бензина на 400 тыс. т, повысить долю высокооктанового бензина в совокупном производстве бензина до 90% и снизить потребление высокооктановых добавок.

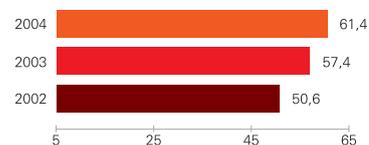
В 2004 году ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» ввело в эксплуатацию эстакаду слива нефти и налива темных нефтепродуктов. Железнодорожная эстакада является объектом первой очереди «Комплекса эстакады слива нефти и налива темных нефтепродуктов», в который также входят резервуары и насосная станция. Она позволит обеспечить поставку на завод альтернативных видов нефтяного сырья. На заводе также завершён первый этап реконструкции комплекса каталитического риформинга, что позволило улучшить показатели процесса и увеличить его мощность на 35 тыс. т/год.

В 2004 году Компания увеличила экспорт дизельного топлива и мазута. Экспорт нефтепродуктов достиг 14,1 млн т.

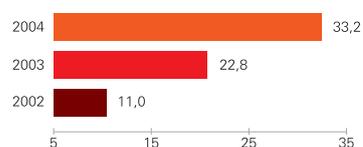
Зарубежье

С пуском в конце 2004 года НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» объём переработки на зарубежных НПЗ Компании вырос до 8,5 млн т, или на 6% (по сравнению с 8 млн т в 2003 году). В рамках проводимой программы увеличения операционной эффективности был сокращён штат зару-

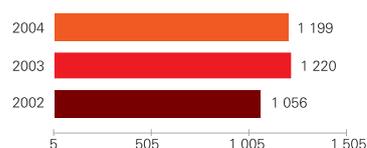
Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов, %



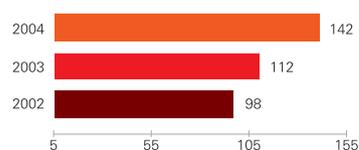
Доля дизельного топлива с содержанием серы 0,05% в общем производстве дизельного топлива, %



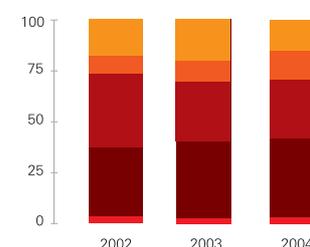
Производство масел, тыс. т



Производство фасованных масел, тыс. т



Экспорт нефтепродуктов, %



- Прочие
- Мазут
- Вакуумный газойль
- Дизельное топливо
- Бензин прямогонный

бежных НПЗ Компании на 240 человек, или на 3%. Снижение потерь нефти и нефтепродуктов с 1,25 до 1,17% позволило получить экономический эффект в 2 млн долл.

На НПЗ «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» завершена реконструкция установок каталитического риформинга (увеличение мощности с 400 до 600 тыс. т/год) и каталитического крекинга (увеличение мощности с 1,5 до 2 млн т/год). На установке каталитического крекинга секция гидроочистки сырья переведена на режим легкого гидрокрекинга, что позволило увеличить объем выпускаемого предприятием дизельного топлива. Начато производство автобензинов и дизельного топлива с содержанием общей серы менее 50 ppm в соответствии со стандартом Евро-4.

На ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский НПЗ» была пущена в эксплуатацию установка изомеризации мощностью 120 тыс. т/год. Включение в технологическую схему НПЗ процесса изомеризации позволило предприятию довести качество вырабатываемых бензинов до требований, предъявляемых европейским стандартом EN-228:2000 по содержанию ароматических углеводородов, бензола и серы. При этом доля высокооктановых бензинов (АИ-92, 95, 98), полностью отвечающих требованиям стандарта Евро-3, составит не менее 96% в общем объеме производства предприятия.

Завершен первый этап реконструкции эстакады налива светлых нефтепродуктов на автотранспорт (увеличена мощность на 200 тыс. т/год), модернизированы установки АВТ и каталитического риформинга, что позволило увеличить их эффективность.

В соответствии с интеграционной схемой глубокой переработки нефти на предприятиях зарубежного блока с Одесского НПЗ было поставлено 412 тыс. т мазута на НПЗ в г. Бургас. Эти операции позволяют достигать существенного синергетического эффекта при использовании производственных мощностей украинского и болгарского НПЗ в единой производственной цепочке.

В 2004 году после трехлетней реконструкции был введен в эксплуатацию НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ». За время реконструкции были модернизированы установки первичной перегонки нефти, гидроочистки, риформинга, коксования, каталитического крекинга, газофракционирования и изомеризации; построены установки гидроочистки бензина каталитического крекинга, получения водорода; проведена реконструкция очистных сооружений, установки рекуперации серы и ТЭЦ. С 2004 года на предприятии производятся бензины марки АИ-95 и АИ-98 и дизельное топливо, соответствующие стандарту Евро-4.



ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Газоперерабатывающие заводы Компании обеспечивают переработку добываемого в России попутного нефтяного газа и производство из него товарного газа, сдаваемого в газопроводную систему компании «Газпром», и жидких углеводородов.

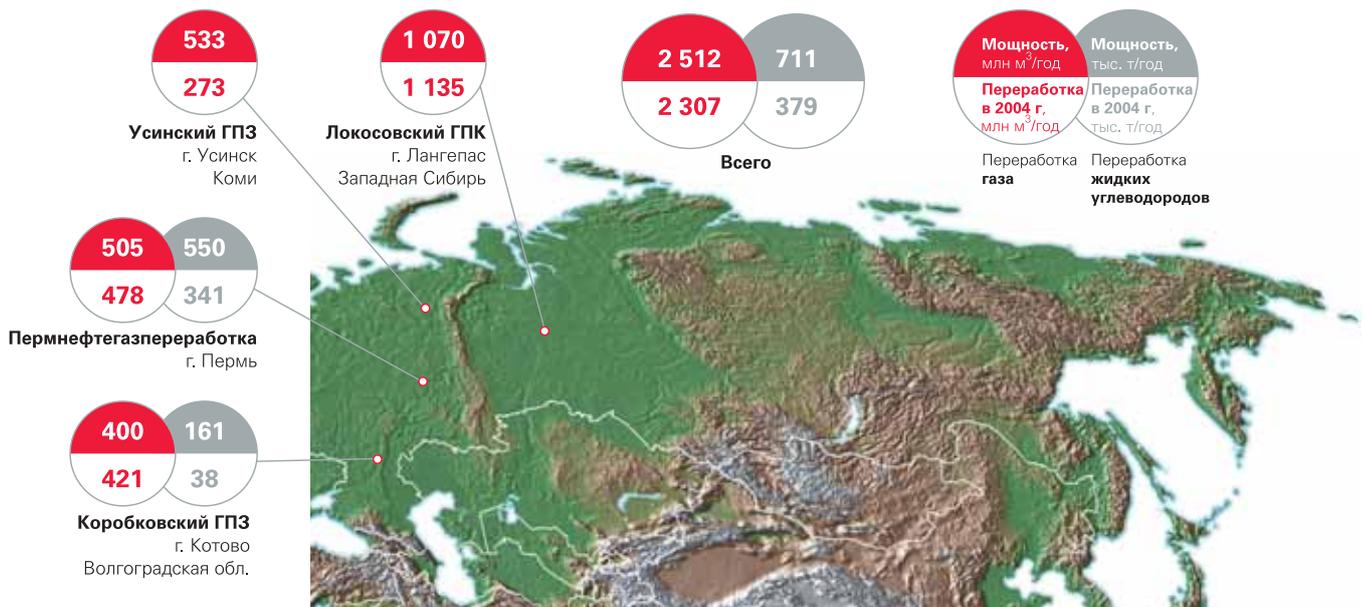
В 2004 году газоперерабатывающими заводами группы «ЛУКОЙЛ» переработано 2 566 млн м³ газового сырья и 379 тыс. т широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Выработано 2 091 млн м³ газовой продукции, 482 тыс. т сжиженных газов и 125 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции).

Капитальные вложения в поддержание производства составили 8,3 млн долл.

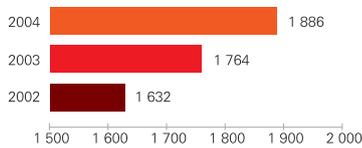
Организованные в 2004 году ООО «Пермнефтегазпереработка» сбор, доставка и переработка сконденсировавшейся в газопроводах части углеводородов (их объем составил 2,2 тыс. т), которые ранее безвозвратно терялись, позволили получить свыше 100 тыс. долл.



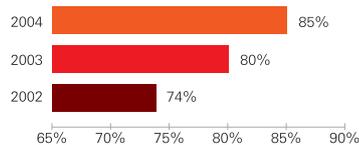
Газоперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



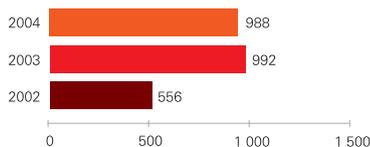
Производство нефтехимической продукции, тыс. т



Уровень использования производственных мощностей



Экспорт и реализация за рубежом нефтехимической продукции, тыс. т



НЕФТЕХИМИЯ

Нефтехимический сектор группы «ЛУКОЙЛ» – крупнейший в России и Восточной Европе. Компания производит на предприятиях в России, Украине и Болгарии продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы и удовлетворяет значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров, одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 50 стран мира.

В рамках программы повышения рентабельности переработки пиролизного сырья после завершения реконструкции печей пиролиза в ООО «Ставролен» и ЗАО «ЛУКОР» доля более дешевого по сравнению с прямогонным бензином пиролизного сырья – дизельного топлива и газового сырья – была увеличена до 50%.

За отчетный период на предприятиях нефтехимии Компании произведено более 1,89 млн т продукции. Кроме того, на болгарском предприятии «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» выработано 350 тыс. т нефтехимической продукции, в том числе 138 тыс. т продукции органического синтеза и 212 тыс. т полимеров, включая 70 тыс. т полиэтилена высокого давления.

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

Предприятия нефтехимии

ООО «Саратоворгсинтез»

г. Саратов, Россия
Производство нитрила акриловой кислоты (НАК)

ООО «Ставролен»

г. Буденновск,
Ставропольский край, Россия
Производство полиэтилена

ЗАО «ЛУКОР»

г. Калуш, Украина
Производство этилена,
полиэтилена и пропилена

НПЗ с нефтехимическим производством

АО «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас»

г. Бургас, Болгария
Производство полиэтилена,
полимеров и ксилолов

Предприятия нефтехимии группы «ЛУКОЙЛ»



продукции реализовывать на внутреннем рынке для переработки в различные виды изделий – трубы, пленки, листы, изделия бытового и технического назначения и пр. Вместе с тем ограниченная емкость внутреннего рынка сохраняет необходимость экспорта нефтехимической продукции. Доля экспорта нефтехимической продукции из России в дальнее зарубежье в 2004 году составила 59% от объема производства.

В 2004 году капитальные вложения в модернизацию и техническое перевооружение нефтехимического производства составили 40 млн долл.

СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Сбытовая сеть Компании охватывает 17 стран мира, включая Россию, страны СНГ (Азербайджан, Белоруссия, Грузия, Молдова, Украина), а также государства Европы (Болгария, Венгрия, Кипр, Латвия, Литва, Польша, Сербия, Румыния, Чехия, Эстония) и США, и насчитывает 197 объектов нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 2,9 млн м³ и 5 405* автозаправочных станций (включая франчайзинг).

В 2004 году розничные продажи значительно увеличились: через розничную сеть было реализовано 8,2 млн т нефтепродуктов, что на 30% больше, чем в 2003 году. Рост реализации был достигнут как за счет экспансии на розничном рынке (розничная сеть расширилась на 10%), так и за счет роста реализации на одну АЗС.

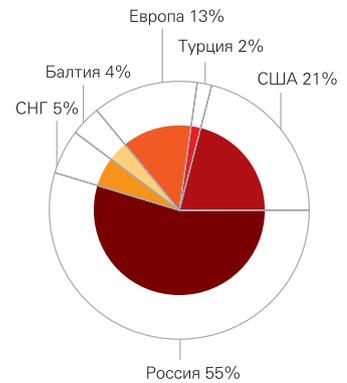
В сектор сбыта в 2004 году было инвестировано 517 млн долл., которые были направлены на приобретение автозаправочных станций (920 АЗС), строительство АЗС (128 АЗС) и реконструкцию действующих активов (51 АЗС).

Россия

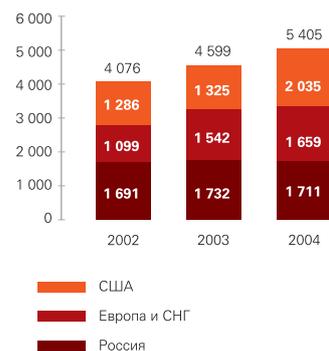
Розничная сеть Компании в России включает 1 711 АЗС (включая франчайзинг). Автозаправочные станции, а также 151 объект нефтебазового хозяйства с резервуарной емкостью 2,2 млн м³ оперируются десятью организациями нефтепродуктообеспечения (НПО), осуществляющими свою деятельность в 59 субъектах РФ.

* С учетом сети АЗС «Петрол» (Болгария).

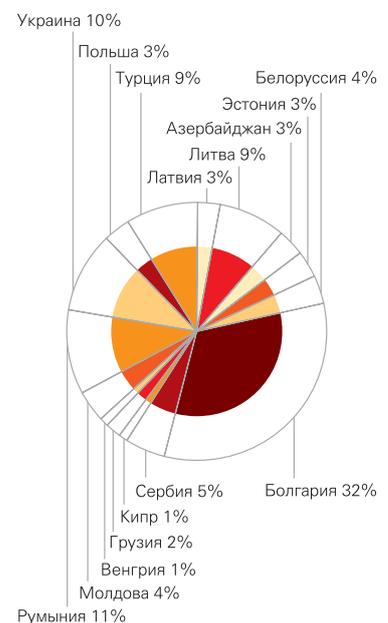
Структура реализации нефтепродуктов Компанией (опт и розница, 2004)



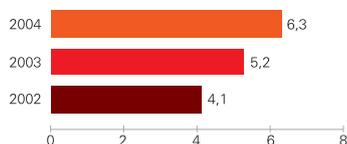
Сеть АЗС Компании (собственные, арендованные и франчайзинг, на 01.01.2005)



Структура реализации нефтепродуктов зарубежными региональными сбытовыми организациями Компании в Европе и СНГ (опт и розница, 2004)



Среднесуточная реализация нефтепродуктов с 1 АЗС Компании, т/сут



Объем реализации нефтепродуктов организациями НПО на внутреннем рынке РФ за 2004 год составил 12,0 млн т, через розничную сеть АЗС Компании было реализовано 2,7 млн т (на 9,5% больше, чем в 2003 году).

Инвестиции в развитие сбытовой сети составили 2,5 млрд руб., были построены 27 новых АЗС, реконструированы 44 АЗС, были приобретены 55 АЗС. В рамках проводимой программы оптимизации сбытовой сети в 2004 году были выведены из эксплуатации (проданы, ликвидированы, законсервированы, переданы в аренду) 24 объекта нефтебазового хозяйства общей резервуарной емкостью 316 тыс. м³ и 183 АЗС. В результате среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС возросла на 19% и достигла 6,4 т/сут.

Внедряемая Компанией сеть заправки автотранспорта по единой топливной карте «ЛИКард» за 2004 год расширилась на 26% и по состоянию на 1 января 2005 года охватывала 1 781 АЗС. Количество находящихся в обращении карт возросло на 41% и достигло 205 673 штук; по ним было реализовано свыше 633 тыс. т нефтепродуктов (на 57% больше, чем в 2003 году). С 2004 года на АЗС Компании принимаются пластиковые карты VISA и MasterCard.

Зарубежье

Розничная сеть Компании за рубежом в 2004 году значительно расширилась. На территории стран СНГ и Европы была построена 101 новая АЗС и были приобретены 86 АЗС. В США у компании ConocoPhillips была приобретена сеть автозаправок, расположенных в штатах Нью-Джерси и Пенсильвания (всего 308 АЗС), заключено соглашение о поставке нефтепродуктов на 471 АЗС. В развитие сбытовой сети было инвестировано 430 млн долл.

По итогам года зарубежная группа предприятий Компании в Европе и США имеет в своем составе 46 нефтебаз с резервуарной емкостью 0,7 млн м³ и 3 694 АЗС. В 2004 году в рамках проводимой оптимизации сети АЗС среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС в Европе и СНГ возросла на 25% и достигла 4,4 т/сут.

Реализация нефтепродуктов и продукции нефтехимии на внутренних рынках стран Европы, Балтии и СНГ зарубежными региональными сбытовыми организациями группы «ЛУКОЙЛ» составила в 2004 году 6,3 млн т, в том числе через розничную сеть – 1,8 млн т.



МЕЖДУНАРОДНАЯ ТОРГОВЛЯ

В 2000 году была создана компания «ЛИТАСКО» (LUKOIL International Trading and Supply Company), которая стала единым оператором международной торговли Компании, осуществляющим все поставки и трейдинговые операции группы «ЛУКОЙЛ» за пределами России. Перевод всех экспортных операций на единую компанию позволил упростить схемы экспорта, оптимизировать экспортные потоки и обеспечить прозрачность экспорта нефти и нефтепродуктов.

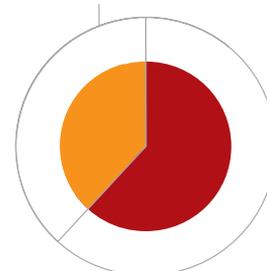
Компания «ЛИТАСКО» создала дочерние компании и филиалы в десяти различных странах – от США до Сингапура. Деятельность ЛИТАСКО направлена на международную экспансию и расширение торговых операций, она осуществляет экспорт нефти и нефтепродуктов группы «ЛУКОЙЛ» и торговлю с компаниями вне Группы. Торговые операции с третьими лицами в 2004 году составили примерно 28% всей трейдинговой деятельности ЛИТАСКО. Торговля ресурсами, закупаемыми вне Группы, позволяет увеличить эффективность экспортных операций, а также позволяет Компании расширять свою международную деятельность. Ее стратегия предусматривает увеличение объема трейдинговых операций с третьими лицами в ближайшие несколько лет.

В 2004 году ОАО «ЛУКОЙЛ» экспортировало через группу «ЛИТАСКО» 34,2 млн т нефти и 12,0 млн т нефтепродуктов. Было также закуплено 9,6 млн т нефти и 14,2 млн т нефтепродуктов у сторонних организаций. Реализация нефти и нефтепродуктов в Группу составила 43,8 млн т, сторонним организациям – 30,5 млн т нефти и нефтепродуктов, что обеспечило 59% выручки Группы в 2004 году.

Экспансия на новые рынки, такие как Северная Европа, Южная Африка, Сингапур, Иран, Ирак, Пуэрто-Рико, Канада, позволила ЛИТАСКО стать крупной международной торговой компанией. Компания также планирует выйти на рынки ОАЭ, Индии, Китая и другие новые для группы «ЛУКОЙЛ» рынки. Выход на новые рынки позволит ЛИТАСКО увеличить долю торговых операций с третьими лицами до 50%, что является ее стратегической задачей.

Вклад ЛИТАСКО в выручку ОАО «ЛУКОЙЛ» (2004)

Прочие организации Группы 41%

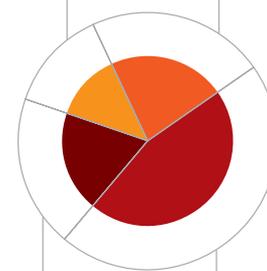


ЛИТАСКО 59%

Структура закупок группы «ЛИТАСКО» (2004)

Нефть от сторонних организаций 13%

Нефтепродукты из Группы 22%



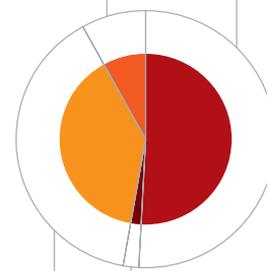
Нефть из Группы 46%

Нефтепродукты от сторонних организаций 19%

Структура реализации группы «ЛИТАСКО» (2004)

Нефть в Группу 8%

Нефть сторонним организациям 51%



Нефтепродукты в Группу 2%

Нефтепродукты сторонним организациям 39%

»»» ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Значительная часть нефтяных месторождений группы «ЛУКОЙЛ» находится в поздней стадии разработки, которая характеризуется ростом обводненности добываемой продукции и снижением дебитов скважин. Ухудшение структуры запасов нефти вызывает необходимость координации научного и производственного потенциала Компании в вопросах разработки, испытания и внедрения нетрадиционных технологий, направленных на вовлечение в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти.

В рамках реализации этой концепции в 2004 году на месторождениях Компании произведено 4 909 мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП). Дополнительная добыча за счет внедрения методов ПНП в 2004 году составила 20,8 млн т, что на 5% больше уровня 2003 года.

Основной объем дополнительной добычи получен за счет применения физических методов. Это составило 13,2 млн т, или 63,5% от общей добычи, за счет применения технологий ПНП. В структуре физических методов основная доля добычи (92,6%) приходится на гидро-разрыв пласта.

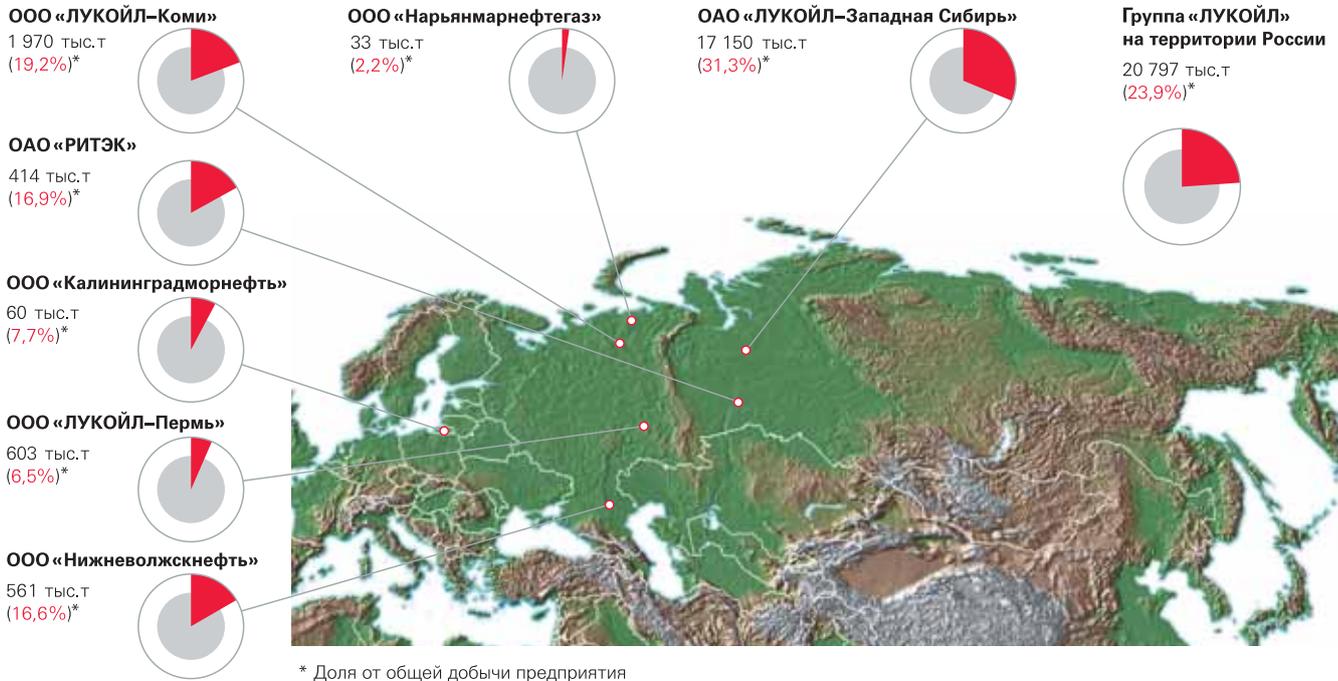
Высокоэффективным методом ПНП является бурение боковых (вторых) стволов на существующих скважинах. Это более эффективно по сравнению с бурением новой скважины-дублера для извлечения невыработанных запасов и обеспечивает существенный прирост добычи.

Для увеличения эффективности внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов в 2004 году проведены опытно-промышленные работы по испытанию новых технологий ПНП. Так, в ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» проведены опытно-промышленные испытания технологии интенсификации добычи нефти пороховым генератором давления – горючеокислительным составом. Получены высокие приросты дебитов – более 200%, технология рекомендована к внедрению в других добывающих организациях. В ООО «Нарьянмарнефтегаз» проведены опытно-промышленные работы по интенсификации добычи нефти сухокислотными составами, разработан и поставлен



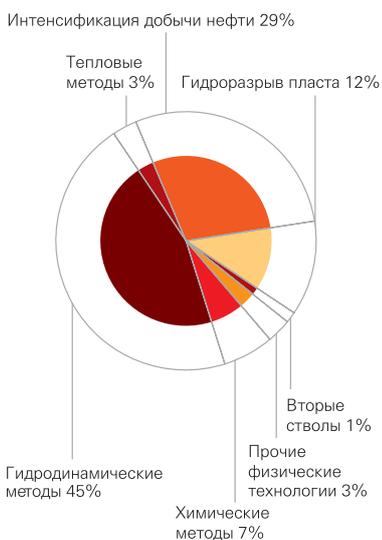


Эффект от применения методов повышения нефтеотдачи пластов в России (2004)



блочный комплект для кислотных обработок, что позволит существенно повысить эффективность обработки призабойных зон добывающих скважин.

Структура методов ПНП, использованных в ОАО «ЛУКОЙЛ» (2004)



В результате проведенных капитальных ремонтов скважин дополнительная среднесуточная добыча в целом по группе «ЛУКОЙЛ» в конце 2004 года составила 17 750 т/сут. Суммарная дополнительная добыча за все время технологического эффекта от проведенных капитальных ремонтов скважин составит 4,6 млн т, что эквивалентно 4 319 млн руб. в средневзвешенных ценах реализации нефти на конец 2004 года. Средний срок окупаемости ремонта составил 3,4 месяца.

Кроме того, для увеличения эффективности добычи нефти применяется бурение горизонтальных скважин, обеспечивающих увеличение продуктивности в 1,5–2 раза и, соответственно, повышение эффективности капитальных вложений. При эксплуатационном бурении применяется также технология вскрытия пласта на депрессии, увеличивающая продуктивность скважин в среднем в 1,3 раза.

Стратегия Компании по обеспечению добычи нефти и газа наряду с программой освоения новых месторождений включает в себя ком-

плекс проектов повышения нефтеотдачи и реализацию инновационных программ и результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на разработку и внедрение новых технических средств и технологий добычи нефти и газа.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Реализация программы энергосбережения в Компании позволила сэкономить 296 млн кВт·ч электроэнергии, 346 тыс. Гкал тепловой энергии и 18,5 тыс. т у. т. котельно-печного топлива, что эквивалентно 494,4 млн руб. (17,2 млн долл.).

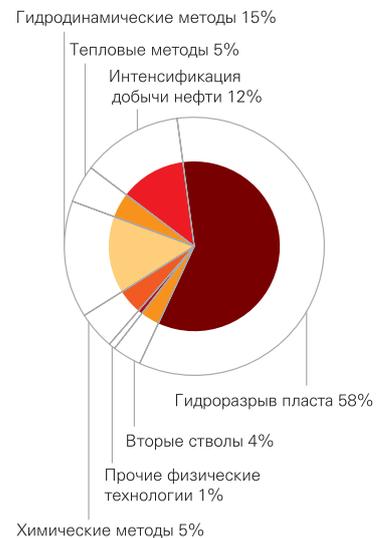
Собственные электростанции ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», ООО «Пермнефтегазпереработка» и ООО «Нарьянмарнефтегаз» обеспечили производство 151,6 млн кВт·ч, или 1,5% всех потребностей Компании в электроэнергии на производственное потребление.

Внедряемая во всех дочерних обществах Компании автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии на базе оборудования ООО «АББ Автоматизация» позволит за счет повышения точности учета и дифференцированного расчета по трем тарифным зонам в течение суток снизить затраты на приобретение топливно-энергетических ресурсов на 3–5 %. В 2004 году на всех российских НПЗ Компании данная автоматизированная система была введена в опытно-промышленную эксплуатацию.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Для совершенствования системы принятия управленческих решений и автоматизации управленческого учета в Компании с 2001 года внедряется интегрированная система управления (ИСУ) на базе SAP R/3. В 2003–2004 годах дан старт промышленной эксплуатации ИСУ на предприятиях нефтегазодобычи (ЛУКОЙЛ-Пермь) и нефтепереработки (ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез), идет подготовка к тиражированию системы на других предприятиях в данных секторах. Также ведутся работы по внедрению ИСУ в головной компании и компании «ЛИТАСКО». Таким образом, разрабатываемые и внедряемые элементы ИСУ охватывают все сферы деятельности группы «ЛУКОЙЛ» – добычу, переработку нефти и газа, сбыт продукции.

Доля добычи от примененных технологий ПНП (2004)



»»» СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Следуя взятому на себя обязательству «обращать энергию природных ресурсов во благо человека», Компания осознает свою ответственность за возможные последствия ее деятельности для окружающей среды. Усилия Компании в области экологии направлены именно на то, чтобы минимизировать или восполнить ущерб, который ее деятельность может нанести природе. Кроме того, невозможно обеспечить эффективное производство при бесконтрольном потреблении. Наученные горьким опытом истории, мы понимаем, что природа мстит за расточительное обращение с ней не только истощением своих богатств, но и биологическими катастрофами.

Поэтому наши значительные усилия направлены на обеспечение экологической безопасности и восстановление биоресурсов. Мы стремимся к тому, чтобы деятельность Компании полностью соответствовала национальному и международному законодательству в области охраны окружающей среды, а ее продукция отвечала самым высоким экологическим требованиям.

Работа группы «ЛУКОЙЛ» по охране окружающей среды в отчетном году проходила в условиях жесткого государственного и общественного контроля, а также реформы природоресурсного и природоохранного законодательства. В 2004 году:

- » Российская Федерация ратифицировала Киотский протокол, ограничивающий выбросы парниковых газов в атмосферу
- » Международная морская организация (ИМО) признала Балтийское море, на котором Компания реализует ряд крупных проектов, зоной, особо чувствительной к разливам нефти
- » вступили в силу изменения в земельном законодательстве РФ, ужесточившие процедуры оформления прав на использование земельных участков
- » ведется работа по подготовке проектов нового федерального закона «О недрах», Водного и Лесного кодексов
- » внесены изменения в законодательство, перераспределившие полномочия федеральных и региональных властей в вопросах охраны окружающей среды





- › внесены изменения в законодательство, регулирующие экологические аспекты природопользования
- › ухудшение состояния атмосферы в ряде субъектов РФ вынуждает местные власти вводить законодательные и административные ограничения на реализацию экологически небезопасных топлив
- › заметно повысилась активность национальных и международных общественных экологических движений и организаций, возросло их влияние на процессы принятия экономических решений

Один из последних проектов группы «ЛУКОЙЛ» – разработка месторождения Кравцовское (D6) на шельфе Балтийского моря – ранее неоднократно подвергался критике со стороны литовских властей и российских экологов. Начало работы смешанной российско-литовской комиссии по сотрудничеству в области охраны окружающей среды, в состав которой вошли и представители Компании, и организация инспекции производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» позволили снять большую часть вопросов. В декабре 2004 года российская сторона передала литовской стороне материалы по следепроектному анализу деятельности морской ледостойкой стационарной платформы D6 ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть». Космический мониторинг участка Балтики, организованный нашей дочерней компанией, не выявил какого-либо негативного воздействия работы платформы на окружающую среду.

Реализуемый Компанией проект «Комплексное обеспечение экологической безопасности при эксплуатации нефтяного месторождения Кравцовское в Балтийском море» был признан победителем в одной из номинаций конкурса «Национальная экологическая премия».

В целом природоохранная деятельность Компании в 2004 году осуществлялась в соответствии с «Системой управления охраной окружающей среды ОАО «ЛУКОЙЛ», сертифицированной на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001.

Так, мы продолжили осуществлять Программу сертификации дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» на соответствие требованиям международных стандартов в области управления качеством (ISO серии 9000), охраны окружающей среды (ISO серии 14000), промышленной безопасности и охраны труда (OHSAS 18001). К началу 2005 года сертификаты соответствия международным стандартам имели 12 организаций группы «ЛУКОЙЛ» и сама головная Компания.



На выполнение мероприятий по обеспечению экологической безопасности в 2004 году группой «ЛУКОЙЛ» затрачено около 285 млн долл., в том числе инвестиции в объекты природоохранного назначения составили более 156 млн долл.

Подведены итоги реализации «Программы экологической безопасности предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2000–2003 годы». В результате целый ряд показателей по воздействию предприятий Компании на окружающую среду оказался меньше средних по отрасли в России, а по отдельным показателям мы стали лучшими.

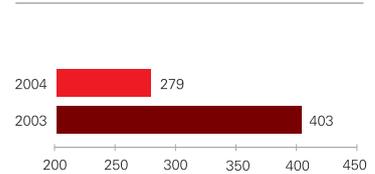
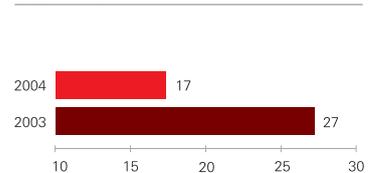
Выполнив эту Программу, мы выработали очередную – на период 2004–2008 годов. Она была представлена общественности в тех федеральных округах, в которых работает Компания.

Пятилетие работы группы «ЛУКОЙЛ» в Республике Коми ознаменовалось снятием с Усинского района статуса «зоны чрезвычайной экологической ситуации». Компания практически ликвидировала последствия получившей международную огласку и попавшей в Книгу рекордов Гиннеса аварии на нефтепроводе «Возей – Головные сооружения», произошедшей в 1994 году (компанию «КомиТЭК», которой принадлежал трубопровод, ЛУКОЙЛ купил в 1999 году). Высокую оценку проведенным работам дали участники прошедшей в Ухте международной экологической конференции.

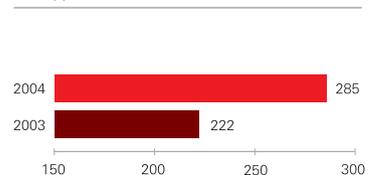
В октябре 2004 года Комитет по экологии Государственной Думы рассмотрел вопрос «Об экологической реабилитации территорий Республики Коми, подвергшихся нефтяным загрязнениям». Опыт комплексного решения проблем экологической реабилитации северных территорий, подвергшихся загрязнению, эффективность предпринятых мер и взаимодействие Правительства Республики Коми и группы «ЛУКОЙЛ» высоко оценены членами Комитета Госдумы. Его решение по данному вопросу было направлено в Правительство РФ, которое дало поручения федеральным органам исполнительной власти о распространении опыта экологических работ в Республике Коми.

В октябре 2004 года Компания и дочерние общества приняли участие в международной выставке и форуме «Экоэффективность-2004», организованных Комитетом по экологии Государственной Думы РФ и фондом им. В.И. Вернадского. В рамках форума проведен конкурс «Национальная экологическая премия». Помимо проекта по обеспечению экологической безопасности в Балтийском море, дипломами конкурса награждены еще шесть проектов, представленных организациями группы «ЛУКОЙЛ».

Площадь загрязненных земель, га

Сброс загрязненных сточных вод, млн м³

Затраты на охрану окружающей среды, млн долл.



В декабре 2004 года по результатам конкурса, организованного общественным «Экологическим движением конкретных дел», группе «ЛУКОЙЛ» присвоено звание «Экологически образцовою компании».

Группе специалистов Компании Указом Президента РФ присвоено звание «Заслуженный эколог РФ».

Наши экологи постоянно организуют и проводят экспертизы проектов дочерних обществ, а также прединвестиционную оценку собственных проектов. Так, в рамках подготовки к созданию СП «Руско» совместно с представителями СопосоPhillips проведено экологическое обследование территорий лицензионных участков, предполагавшихся к передаче в собственность предприятия.

Понятно, что улучшению экологической обстановки в значительной степени способствуют совершенствование технологии, расширение выпуска высококачественной продукции. Поэтому более 30% всех капитальных затрат Компании направлены в бизнес-сегмент «Переработка и сбыт», значительные средства из которых вкладываются в организацию производства экологически безопасных видов топлива.

Нефтеперерабатывающие заводы Компании одними из первых в России полностью прекратили выпуск этилированных бензинов; инвестированы средства в установки, позволяющие производить моторные топлива, отвечающие международным стандартам, в том числе дизельное топливо с низким содержанием серы (0,05% и менее). В сентябре 2004 года введен в эксплуатацию комплекс глубокой переработки нефти на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Это позволит производить нефтепродукты, которые по качеству и экологическим характеристикам соответствуют перспективным европейским стандартам.

В 2004 году ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» с вводом в эксплуатацию установок ультрафиолетового обеззараживания стоков прекратили сброс загрязненных сточных вод.

В июне 2004 года состоялся пуск в эксплуатацию первой очереди распределительно-перевалочного комплекса (РПК) «ЛУКОЙЛ-II» в Высоцке (Ленинградская область), построенного Компанией для экспорта нефти и нефтепродуктов. При строительстве терминала ЛУКОЙЛ предпринял беспрецедентные меры по охране окружающей среды. РПК будет принимать только суда с двойным корпусом, а также с изолированными емкостями для балластных вод и груза, оборудованными системой возврата газов, которая позволяет улавливать испарения нефтепродуктов при загрузке танкеров.



Резервуары для хранения нефтепродуктов РПК построены по принципу «стакан в стакане», что исключает возможность утечек. Терминал оборудован современными системами для очистки сточных вод, переработки и утилизации отходов.

Контроль воздействия РПК на окружающую среду обеспечивается с помощью экологического мониторинга, включающего наблюдения в ходе работ по строительству и углублению дна.

По техническому оснащению и мерам защиты окружающей среды РПК «ЛУКОЙЛ-П» входит в число самых экологически защищенных портов мира.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

Работа по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда в компании «ЛУКОЙЛ» осуществляется в соответствии с «Политикой ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке».

Сумма, выделенная на финансирование соответствующей Программы в 2004 году, составила более 208 млн долл. На эти средства были обновлены основные фонды дочерних обществ Группы, построены новые и реконструированы существующие технологические объекты, а также объекты бытового назначения и обще заводского хозяйства (резервуары, эстакады, факельные установки и др.), благоустроены производственные территории.

Одной из главных составляющих Системы управления промышленной безопасностью и охраной труда, принятой в ОАО «ЛУКОЙЛ», являются профилактика травматизма и аттестация рабочих мест (в 2004 году аттестованы 34 тыс. рабочих мест).

Общее количество несчастных случаев в Компании в 2004 году снизилось по сравнению с 2003 годом почти на 10%.

Высокий уровень условий труда, широкий охват работников периодическими медицинскими осмотрами позволили каждому пятому дочернему обществу Группы получить скидки к базовым тарифам обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

ПЕРСОНАЛ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

Тысячи работников группы «ЛУКОЙЛ» почти в 30 странах мира способствуют успешной работе и динамичному развитию Компании. Именно благодаря их труду удалось достичь тех результатов, которыми сегодня гордится ЛУКОЙЛ.



В нашей кадровой политике и стратегии развития персонала мы исходим из понимания того, что люди, работающие в Компании, являются ее непреходящей ценностью. В управлении людскими ресурсами главное для нас, чтобы каждый работник воспринимал собственный труд как вклад в общее дело процветания Компании. Работники Компании понимают, что с ее процветанием связано их собственное благополучие и благополучие их семей, и поэтому они лично заинтересованы в достижении Компанией наилучших результатов.

В 2004 году усилия Компании в области управления персоналом были нацелены на повышение мотивации каждого работника на достижение наилучших результатов. С этой целью продолжалась реализация принятой в 2003 году Политики по управлению персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ». Работники Компании, достигающие выдающихся результатов в работе, поощряются не только материально, но и морально, что также способствует повышению их мотивации. В 2004 году 14 работников отмечены государственными наградами, 1 664 человека – ведомственными знаками отличия в труде, еще более 400 человек – наградами Компании.

В работе с людьми мы стараемся способствовать быстрому росту талантливых работников и повышению их квалификации. За 2004 год более 60 тыс. работников прошли обучение по Корпоративной программе в одном из 22 учебных центров. Более 40 человек в центральном аппарате группы «ЛУКОЙЛ» обучаются по программам МВА и второго высшего образования. 16 специалистов организуют обучение работников автозаправочных комплексов по корпоративным стандартам работы с клиентами. В связи с заключением стратегического партнерства между компаниями «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips в 2004 году начала работать Программа обмена работниками.

В соответствии с ранее подписанным соглашением в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина получили дипломы первые выпускники, подготовленные специально для ОАО «ЛУКОЙЛ». А в Пермском государственном техническом университете по инициативе Компании был открыт Институт нефти и газа, который будет готовить кадры для отрасли.

Одновременно продолжилась реализация принятой в 2002 году программы реструктуризации, направленной на повышение эффективности деятельности Компании и увеличение ее стоимости. Вследствие модернизации производства, реорганизации и вывода непрофильных подразделений численность работников, занятых в геологоразведке, добыче и переработке нефти, по сравнению с 2003 годом уменьшилась, а работников все расширяющейся сети АЗС, наоборот, увеличилась. В целом же за 2004 год численность работников Компании сни-



зилась на 2,7%. В результате структурной реорганизации, а также увеличения зарплаты работникам организаций, вошедших в группу «ЛУКОЙЛ», средний доход на человека увеличился на 20% (с учетом всех выплат и бонусов).

Помимо достойной заработной платы Компания стимулирует труд своих работников, реализуя широкий комплекс социальных программ и мероприятий, составляющий социальный пакет. Среди них:

- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников, включая добровольное медицинское страхование
- создание условий для отдыха и оздоровления работников и членов их семей
- поддержка женщин и семей с детьми
- поддержка молодых специалистов
- предоставление адресной социальной помощи неработающим пенсионерам
- негосударственное пенсионное обеспечение работников, состоящее из взносов работодателей в Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (17 млн долл. в 2004 году). В ОАО «ЛУКОЙЛ» внедрен механизм долевого участия работников в формировании своих пенсионных накоплений, позволяющий повысить пенсию до 60–80% от заработной платы. За 2004 год участниками этой системы стали более 54 тыс. работников

Эффективная система социальной защиты способствует привлечению в Компанию квалифицированных специалистов, снижает текучесть кадров, укрепляет корпоративный дух и является основой успешной производственной деятельности.

Компания продолжает выполнять обязательства, принятые добровольно и в инициативном порядке в рамках Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ» – свода принципов и норм, обязательных для всех организаций группы «ЛУКОЙЛ», по социально ответственному поведению перед всеми сторонами, интересы которых затрагивает деятельность Компании.

Эти дополнительные обязательства не подменяют собой результаты коллективных переговоров с работниками, обращены как к работникам, неработающим пенсионерам, акционерам Компании, так и к коммерческим партнерам, государству и обществу.

СОЦИАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В компании «ЛУКОЙЛ» социальная ответственность воспринимается как неотъемлемая часть и логическая составляющая успешного бизнеса. Столь крупная и успешная компания, как ЛУКОЙЛ, добровольно принимает на себя обязательства по служению обществу, в рамках которого она только и может осуществлять свою деятельность.

Мы стараемся проявлять себя в качестве полезного и деятельного члена этого общества, небезразличного к нуждам не только собственных работников, но и окружающих людей. Только будучи социально ответственным, ЛУКОЙЛ может рассчитывать на стабильное и успешное развитие своего бизнеса.

Традиционно значительную часть заработанных средств Компания отдает на различные социальные программы, объединяющие ее с обществом и необходимые ему. Мы понимаем, что социальная стабильность в обществе создает прочные предпосылки для экономического процветания.

Мы действуем в сотрудничестве с местными властями, помогая им повысить уровень социальной защиты населения. Мы стараемся, чтобы наши благотворительные программы носили адресный характер, находя каждый раз конечного получателя, за которого мы несем ответственность. Поэтому наибольший эффект приносит такая помощь, которая оказывается в регионах непосредственной деятельности Компании.

Шефство над интернатами и детскими домами

Уже в течение многих лет Компания организует летний отдых детей из подшефных детских домов Ишима, Лангепаса, Кирова, Санкт-Петербурга, финансируя их поездки на побережье Черного моря и познавательные путешествия по стране. В 2004 году около 120 воспитанников этих учреждений провели летние каникулы в спортивно-оздоровительном комплексе на берегу Черного моря, а для детей из города Лангепас была организована поездка по городам Золотого кольца России.

Всего же ЛУКОЙЛ оказывает помощь более чем полусотне детских домов, интернатов и школ, расположенных во всех уголках страны, и число его подшефных из года в год увеличивается. Из средств Благотворительного фонда ОАО «ЛУКОЙЛ» выделяются деньги на нужды детских домов, интернатов и школ – от закупок подарков к праздникам до капитального ремонта зданий.



Поддержка медицинских учреждений

В 2004 году ЛУКОЙЛ оказал поддержку ряду крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров, среди которых Научный центр акушерства, гинекологии и перинатологии, Гематологический научный центр. В рамках соглашения с Министерством обороны РФ Компания оказывает помощь 6-му Центральному военному клиническому госпиталю в реконструкции лечебного корпуса.

Большую помощь получили в 2004 году от нефтяников медицинские учреждения Волгоградской области. Коллективным проектом всех работающих в регионе предприятий Компании стал капитальный ремонт волгоградской Клинической детской инфекционной больницы №21 и благоустройство прилегающей территории.

Существенную помощь Компания оказала и в реконструкции Ставропольского краевого клинического родильного дома.

Программы в области образования

Для поддержки наиболее одаренных студентов ЛУКОЙЛ учредил именные стипендии, которые выплачивает учащимся ведущих профильных вузов страны. Среди них университеты и институты Москвы, Санкт-Петербурга, Перми, Ухты, Тюмени, Волгограда, Самары, Архангельска. ЛУКОЙЛ оказывает поддержку и самим учебным заведениям, приобретая для них оборудование, которое позволяет вести учебный процесс на современном уровне. Кроме этого, Компания поддерживает Российскую академию государственной службы при Президенте РФ. Пользуются поддержкой Компании и профильные учебные заведения ближнего зарубежья. Одно из них – Азербайджанская государственная нефтяная академия.

При самом активном участии Компании в 2004 году в Перми в рамках сотрудничества с Пермским техническим университетом было открыто новое учебное заведение – Институт нефти и газа. Институт будет не только готовить специалистов с высшим техническим образованием, но и оказывать услуги по повышению квалификации и профессиональной переподготовке работников нефтегазовой отрасли.

Начиная с 2004 года Компания приступила к реализации грантовой программы поддержки молодых преподавателей, в рамках которой на конкурсной основе присуждены 45 грантов наиболее одаренным молодым преподавателям из ведущих нефтяных вузов страны.



Сохранение культурного и духовного наследия

Компания оказывает финансовую помощь целому ряду крупнейших российских музеев, среди которых – Государственный музей изобразительных искусств им. А.С. Пушкина, Музеи Московского Кремля, Государственный Русский музей, Астраханский кремль.

В 2004 году в Перми при поддержке Компании была организована выездная выставка из собраний Музеев Московского Кремля «Царская охота», посвященная 75-летию пермской нефти. В рамках выставки прошел конкурс «Мы рисуем Кремль» для воспитанников детских домов Пермской области, опекаемых предприятиями Компании. Победители были награждены поездками в Москву. Лучшие работы будут представлены на выставке детских работ в залах Оружейной палаты Музеев Московского Кремля.

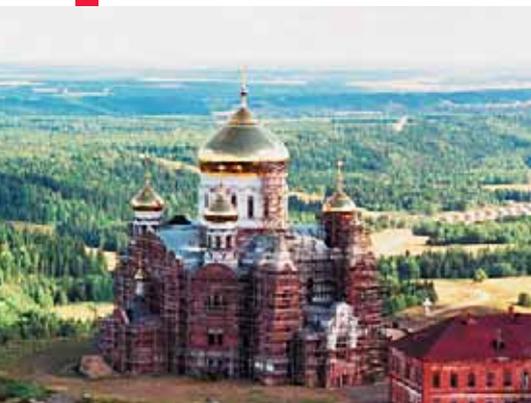
В 2004 году ЛУКОЙЛ оказал финансовую поддержку Большому симфоническому оркестру им. П.И. Чайковского, хореографическому ансамблю «Березка», Академическому хору русской песни. ЛУКОЙЛ входит в попечительские советы Большого театра и Московской консерватории. Компания также оказала поддержку «Фонду Людмилы Зыкиной» в проведении юбилейного концерта певицы.

ЛУКОЙЛ активно поддерживает культурные учреждения в регионах своей деятельности. Так, в 2004 году предприятия Компании в Волгоградской области профинансировали капитальный ремонт Волгоградского театра юного зрителя. В Урае Компания построила киноконцертно-цирковой комплекс «Юность Шаима», а в Лангепасе – музыкальную школу и молодежный культурный центр «Фортуна».

ЛУКОЙЛ традиционно поддерживает духовную жизнь России, оказывая помощь религиозным центрам, в том числе в сотрудничестве с Отделом по церковной благотворительности и социальному служению Московского патриархата.

Конкурс социальных проектов

В 2004 году ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» провело третий по счету конкурс социальных проектов в Пермской области. Основная задача состоит в том, чтобы в тесном взаимодействии с местными органами власти привлечь жителей территорий и некоммерческие организации к решению социальных проблем. ЛУКОЙЛ принимает долевое участие в финансировании победивших проектов. Так, по одному из них строят пляж, по другому – облагородили местный лесной массив. Первый такой конкурс состоялся и в Волгоградской области.



Поддержка народов Севера

Поскольку многие производства группы «ЛУКОЙЛ» находятся на Севере, вполне логично, что программа поддержки коренных народов занимает особое место в социальной политике Компании. Ее выполнение требует уважения и понимания уклада жизни и нужд местного населения. Так, ЛУКОЙЛ берет на себя заботу о жителях Югры в Ханты-Мансийском автономном округе, где находится наша основная добывающая организация – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Участие Компании выражается, в частности, в строительстве коттеджей и выделении жилья. Кроме того, в соответствии с соглашениями с главами родовых угодий ЛУКОЙЛ предоставляет коренному населению компенсации за использование земель.

Спортивные проекты

Политика Компании в области физкультуры и спорта направлена на оздоровление как ее работников, так и жителей регионов, в которых ЛУКОЙЛ осуществляет свою деятельность. Компания поддерживает региональную общественную организацию «Детская футбольная лига», в которой около 150 команд участвуют в региональных чемпионатах и международных турнирах.

Являясь официальным партнером Олимпийского комитета России, ЛУКОЙЛ активно участвовал в подготовке российских спортсменов к летним Олимпийским играм в Афинах. Компания продолжает поддержку ведущих российских спортивных команд. Среди них футбольный клуб «Спартак», волгоградская команда по водному поло «ЛУКОЙЛ-Спартак» – победитель первенства России и обладатель Кубка России 2004 года, астраханская команда по гандболу «ЛУКОЙЛ-Динамо» – вице-чемпион России 2004 года.

Спорт для Компании – это не только поддержка спортивных коллективов, но и полигон для испытания собственной продукции в экстремальных условиях. В 2004 году команда «ЛУКОЙЛ-Башкирия», пользуясь фирменными маслами, стала чемпионом России по спидвею на гравийной дорожке. В 2004 году автомобильная команда «ЛУКОЙЛ-Рейсинг Тим» стала абсолютным чемпионом России в классах «Формула LADA» и «Формула Русь».



»»» КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ



Эффективное корпоративное управление является одним из решающих факторов повышения конкурентоспособности группы «ЛУКОЙЛ». Развитие Компании невозможно без наличия эффективной структуры, определяющей взаимоотношения Совета директоров, Правления и акционеров, а также без уверенности инвесторов в том, что их средства разумно используются Компанией и, таким образом, способствуют росту ее капитализации.

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.

В 2004 году агентство Standard&Poor's назвало ЛУКОЙЛ лидером по информационной прозрачности среди российских нефтяных компаний. ЛУКОЙЛ переместился на две позиции вверх в рейтинге S&P, достигнув уровня прозрачности 64% (в среднем по британским компаниям уровень прозрачности составляет 71%).



В своей работе ЛУКОЙЛ руководствуется общепризнанными мировыми стандартами раскрытия информации, соблюдает основные положения рекомендаций ФСФР России, стандарты Лондонской фондовой биржи и постоянно совершенствует уровень корпоративного управления.

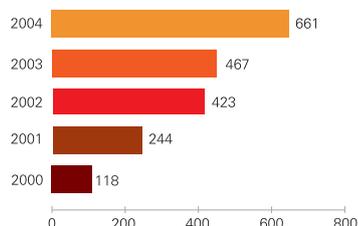
В 2004 году было увеличено количество независимых представителей инвесторов и акционеров в Совете директоров. Ежеквартально публиковались финансовая отчетность, подготовленная в соответствии со стандартами ОПБУ США, и анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании. Регулярно проводятся поездки в регионы для представителей инвестиционного сообщества в целях повышения прозрачности деятельности Компании.

Регулярно проводятся встречи инвесторов и акционеров с руководством Компании.

Опубликован справочник аналитика с подробной производственной и финансовой статистикой за последние пять лет.

ДИВИДЕНДЫ

Дивидендные выплаты по итогам предыдущего года, млн долл.



ЛУКОЙЛ основывает свою дивидендную политику на балансе интересов Компании и ее акционеров, на повышении инвестиционной привлекательности Компании и ее капитализации, на уважении и строгом соблюдении прав акционеров, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации, Уставом Компании и ее внутренними документами.

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», определяемой на основе консолидированной финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» по ОПБУ США.

Компания планомерно увеличивает как размер дивидендных выплат, так и долю чистой прибыли, направляемой на выплату дивидендов. Объявленные дивиденды по итогам 2004 года составили 28 руб. (1,01 долл.) на одну обыкновенную акцию, что на 16,7% выше аналогичного показателя за предыдущий период. Дивидендная доходность составила 2,9% (в 2003 году – 2,8%). Фактические дивидендные выплаты в 2004 году составили 661 млн долл. или 17,9% от чистой прибыли за 2003 год. Базовая прибыль на обыкновенную акцию выросла в 2004 году на 15% и составила 5,2 долл. по сравнению с 4,52 долл. в 2003 году.

Дивиденд на акцию, руб.

Год	Обыкновенные акции	Привилегированные акции
1999 (номинал 0,025 руб.)	3,00	17,45
2000 (номинал 0,025 руб.)	8,00	59,16
2001 (номинал 0,025 руб.)	15,00	–
2002 (номинал 0,025 руб.)	19,50	–
2003 (номинал 0,025 руб.)	24,00	–
2004* (номинал 0,025 руб.)	28,00	–

* Размер дивидендов, рекомендованный Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 28 июня 2005 г.

РЫНОК ЦЕННЫХ БУМАГ КОМПАНИИ

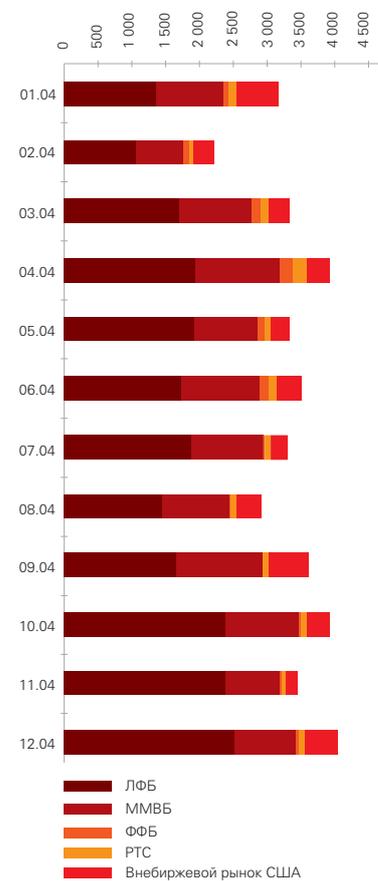
**Завершение приватизации Компании:
создание стратегического альянса с ConocoPhillips**

Одно из аффилированных лиц ConocoPhillips в конце сентября 2004 года стало победителем аукциона на покупку 7,6% обыкновенных акций ОАО «ЛУКОЙЛ», находящихся в федеральной собственности. Объем сделки составил 1,988 млрд долл. (30,76 долл. за акцию). Таким образом, акционерный капитал Компании стал полностью частным, а доля миноритарных акционеров в уставном капитале Компании стала максимальной среди российских нефтяных компаний. Кроме этого, уже к концу 2004 года ConocoPhillips увеличила свою долю до 10%. (Согласно договору доля американской компании в акционерном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» не может превышать 20%.)

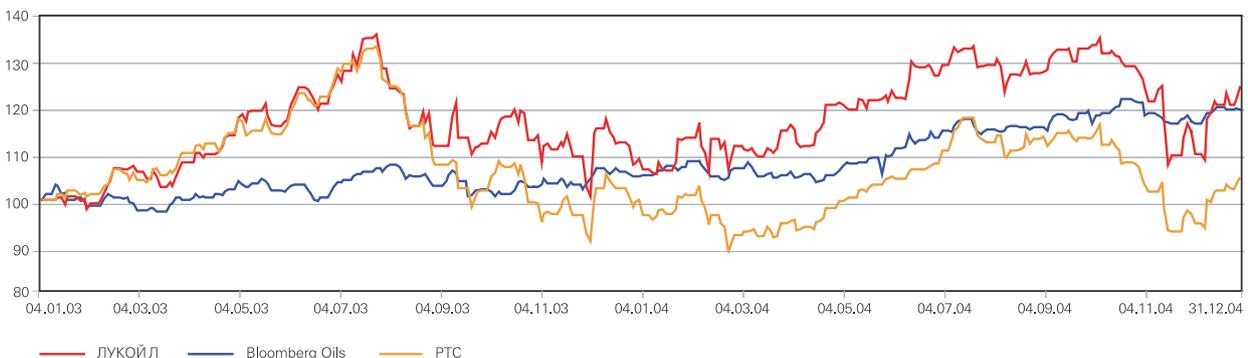
В отчетном периоде акции Компании торговались на российских биржах РТС, ММВБ, СПВБ, ФБ СПб. В течение 2004 года продолжали действовать программы американских и глобальных депозитарных расписок на акции Компании, которые торговались на внебиржевом рынке США и на биржах Лондона, Берлина, Франкфурта, Мюнхена и Штутгарта.

В 2004 году АДР Компании занимали лидирующие позиции по ликвидности на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ) среди ценных бумаг эмитентов из стран Центральной и Восточной Европы. Динамика изменения объемов торгов на ЛФБ свидетельствует о постоянном росте интереса инвесторов к ценным бумагам Компании. Так, в 2004 году среднемесячный объем торгов ценными бумагами ОАО «ЛУКОЙЛ» на данной бирже увеличился почти в 2,3 раза и составил 1,8 млрд долл. по сравнению с 0,8 млрд долл. в 2003 году.

Ежемесячный объем торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ», млн долл.



Динамика котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом крупнейших нефтяных компаний Bloomberg Oils и индексом РТС (2004), %



В отчетном году доля Компании в среднемесечном объеме торгов ценными бумагами эмитентов из Центральной и Восточной Европы составила 30%. И по этому показателю ЛУКОЙЛ – лидер среди компаний данного региона.

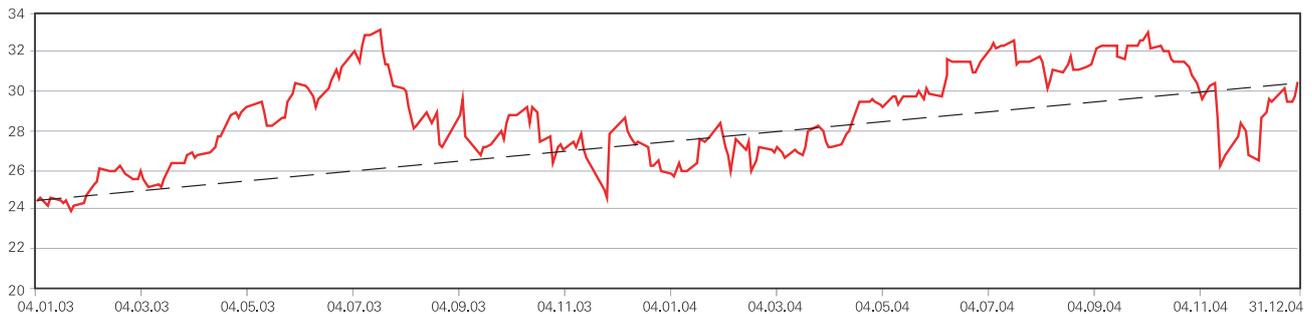
В течение 2004 года наблюдалось сокращение общего числа АДР Компании, что было связано в основном с их приобретением на российском фондовом рынке. На конец 2004 года общее количество АДР, выпущенных на обыкновенные акции, составляло 132 517 тыс. штук (62,32% от уставного капитала Компании), что на 1,16% меньше числа АДР на конец 2003 года.

Благодаря повышению эффективности деятельности и совершенствованию корпоративного управления Компании в течение года рос интерес инвесторов к ценным бумагам ОАО «ЛУКОЙЛ». Если в первом квартале 2004 года торговый оборот по ценным бумагам Компании составил 8,7 млрд долл., то в последнем квартале объем торгов увеличился более чем на 30% и составил 11,4 млрд долл. К тому же в ноябре 2004 года Компания разместила 5-летние рублевые неконвертируемые облигации на сумму 6 млрд руб., причем при размеще-

Котировки акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом РТС (2003-2004), %



Котировки акций ОАО «ЛУКОЙЛ» (2004), долл.



нии спрос на бумаги почти в 2 раза превысил предложение. Доходность к погашению по новым облигациям была определена в ходе открытого аукциона на уровне 7,38% годовых. Такой показатель не был достигнут на тот момент ни одним из участников фондового рынка. Таким образом, Компания установила рекорд российского рынка по привлекательности для кредиторов.

Успешная реализация программы реструктуризации и продажа непрофильных активов также способствовали повышению оценки фондовым рынком ценных бумаг Компании.

В отчетном году акции Компании впервые росли быстрее, чем рыночные индексы, что говорит о значительном повышении инвестиционной привлекательности ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2004 году котировки акций ОАО «ЛУКОЙЛ» выросли на 30,5%, рост индекса РТС составил 8,3%.

Состав основных акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ»

	Количество акций на 01.01.04	% от общего числа акций на 01.01.04	Количество акций на 01.01.05	% от общего числа акций на 01.01.05
«ИНГ Банк (Евразия)» ЗАО*, в том числе:	541 249 388	63,63%	535 975 699	63,01%
Capital Group**	51 113 836	6,01%	26 025 136	3,06%
Springtime Holdings Limited	0	0,00%	20 328 000	2,39%
СДК «Гарант»*	99 268 415	11,67%	87 986 591	10,34%
Министерство имущественных отношений РФ	64 638 729	7,60%	0	0,00%
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»*	66 162 144	7,78%	69 560 926	8,18%
КБ «Ситибанк» ЗАО*, в то числе:	1 644 462	0,19%	66 322 006	7,80%
Springtime Holdings Limited	0	0,00%	64 638 729	7,60%
Национальный Депозитарный Центр*	12 410 284	1,46%	22 056 584	2,59%
Депозитарно-клиринговая Компания*	16 463 743	1,94%	17 982 613	2,11%
Брансвик Ю Би Эс Варбург*	9 158 298	1,08%	4 843 084	0,57%

* Номинальный держатель.

** Данные в соответствии с формой N-CSR и с Правилом 30b2-1 Комиссии по ценным бумагам США (годовые и полугодовые отчеты направляемые держателям акций согласно правилу 30e-1), а также из информации, опубликованной самими компаниями фонда.

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ ОАО «ЛУКОЙЛ»**Совет директоров****Грайфер Валерий Исаакович**

Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Генеральный директор ОАО «РИТЭК»
Год рождения: 1929

Окончил в 1952 г. Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина. Кандидат технических наук. Награжден пятью орденами, четырьмя медалями, почетной грамотой Верховного Совета Татарской АССР. С 1985 г. – заместитель министра нефтяной промышленности СССР – начальник Главного тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности. С 1992 г. – генеральный директор ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания». С 2000 г. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». Профессор Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, лауреат Ленинской премии и премии Правительства города Москвы.

Алекперов Вагит Юсуфович

Председатель Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1950

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук. Награжден тремя орденами и восьмью медалями. С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири. В 1987–1990 гг. – генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтюменнефтегаза Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1990–1991 гг. – заместитель, первый заместитель министра нефтяной промышленности СССР. В 1992–1993 гг. – Президент нефтяного концерна «Лангеласурайкогалымнефть». В 1993–2000 гг. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1993 г. – Президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Бережной Михаил Павлович

Президент НПФ «ЛУКОЙЛ-Гарант»
Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1945

Окончил в 1974 г. Саратовский юридический институт. Кандидат философских наук. С 1994 г. – генеральный директор Негосударственного пенсионного фонда «ЛУКОЙЛ-Гарант».

Браверман Александр Арнольдович

Президент – Председатель Правления Некоммерческой организации «Российская ассоциация маркетинга»
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1954

Окончил в 1976 г. Харьковский инженерно-экономический институт. Доктор экономических наук, профессор. Награжден медалью и орденом. В 1995–1997 гг. – Президент Некоммерческой организации «Российская ассоциация маркетинга». В 1997–1999 гг. – первый заместитель председателя Госкомимущества Российской Федерации, первый заместитель министра государственного имущества Российской Федерации. В 2000–2004 гг. – статс-секретарь – первый заместитель министра имущественных отношений Российской Федерации, с 2004 г. – Президент – Председатель Правления Некоммерческой организации «Российская ассоциация маркетинга».

Кутафин Олег Емельянович

Ректор Московской государственной юридической академии
Председатель Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1937

В 1959 г. окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Профессор, доктор юридических наук, академик Российской академии наук. С 1987 г. – ректор Московской государственной юридической академии. Председатель Комиссии по вопросам гражданства при Президенте Российской Федерации. Награжден орденами «За заслуги перед Отечеством» II, III и IV степени и десятью медалями.

Маганов Равиль Ульфатович

Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча нефти и газа)
Член комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1954

В 1977 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден двумя орденами и тремя медалями. В 1988–1993 гг. – главный инженер – заместитель генерального директора, генеральный директор ПО «Лангеласнефтегаз». В 1993–1994 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1994 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Мацке, Ричард

Председатель Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1937

Окончил в 1959 г. Университет штата Айова, в 1961 г. – Университет штата Пенсильвания, в 1977 г. – колледж св. Марии в Калифорнии. Магистр геологии, магистр управления бизнесом. В 1989–1999 гг. – Президент Chevron Overseas Petroleum, член Совета директоров Chevron Corporation. В 2000–2002 гг. – вице-председатель Chevron, Chevron-Texaco Corporation.

Мейерс, Кевин Омар

Президент по региону Россия/Каспий компании ConocoPhillips
Год рождения: 1953

Окончил в 1975 г. университет Кэпитал, бакалавр химии и математики, в 1980 г. – Массачусетский технологический институт. Кандидат наук в области химического машиностроения. С 1998 г. – Президент Arco Alaska. С 2000 г. – Президент ConocoPhillips Alaska. С ноября 2004 г. по настоящее время – Президент по региону Россия/Каспий ConocoPhillips.

Михайлов Сергей Анатольевич

Председатель Совета директоров ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр»
Генеральный директор ООО «Менеджмент-Консалтинг»
Член Комитета по аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ»
Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1957

В 1979 г. окончил Военную академию им. Ф.Э. Дзержинского, в 1981 г. – Московский авиационный институт (факультет повышения квалификации), в 1998 г. – Российскую экономическую академию им. Г.В. Плеханова. Кандидат технических наук, доктор экономических наук, профессор. Награжден четырьмя медалями. В 1974–1992 гг. – служба в Вооруженных Силах. В 1992–1996 гг. – начальник отдела, заместитель председателя Российского фонда федерального имущества. В 1996–1997 гг. начальник Департамента реструктуризации и инвестиций Министерства промышленности РФ. В 1997–2003 гг. – генеральный директор ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр». С 2003 г. – председатель Совета директоров ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр», генеральный директор ООО «Менеджмент-Консалтинг».

Мобиус, Марк

Генеральный директор Templeton Asset Management Ltd.
Председатель Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1936

В 1964 г. окончил Технологический институт, штат Массачусетс. Доктор экономических и политических наук. С 1995 г. – генеральный директор Templeton Asset Management Ltd.

Цветков Николай Александрович

Председатель ОАО АКБ «АВТОБАНК-НИКОЙЛ»
Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1960

В 1980 г. окончил Тамбовское высшее военное авиационное инженерное ордена Ленина Краснознаменное училище им. Ф.Э. Дзержинского, в 1988 г. – Военно-воздушную инженерную академию им. Н.Е. Жуковского, в 1996 г. – Российскую экономическую академию им. Г.В. Плеханова. Кандидат экономических наук. В 1994–1997 гг. – Президент АОЗТ «Нефтяная инвестиционная компания НИКОЙЛ», исполнительный директор Департамента ценных бумаг ОАО «ЛУКОЙЛ», Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1998 г. по 2003 г. – Председатель Правления АБ «ИБГ НИКОЙЛ». С 2003 г. по настоящее время – Председатель ОАО АКБ «АВТОБАНК-НИКОЙЛ».

Шеркунов Игорь Владимирович

Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «Капиталь»»
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1963

Окончил в 1985 г. Московский финансовый институт, в 1993 г. – Всесоюзную ордена Дружбы народов Академию внешней торговли. В 1993–1996 гг. – Вице-президент ОАО «Страховая компания «ЛУКОЙЛ». В 1996–2002 гг. – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Резерв-Инвест». С 2003 г. – Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «Капиталь»».

Шохин Александр Николаевич

Председатель Наблюдательного совета инвестиционной группы «Ренессанс Капитал»
Председатель Координационного совета предпринимательских союзов России
Президент Государственного университета – Высшая Школа Экономики (ГУ-ВШЭ)
Член Совета по конкурентоспособности предпринимательству при Правительстве РФ
Член правительственной комиссии по административной реформе
Член Национального совета по корпоративному управлению
Председатель Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1951

Окончил экономический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова в 1974 г., доктор экономических наук (1989), профессор, академик РАЕН (1991). Трудовую деятельность начал в 1969 г. В 1991–1994 гг. занимал посты заместителя Председателя Правительства РФ, министра экономики РФ, министра труда и занятости РФ. С 1993 г. по 2002 г. депутат Государственной Думы РФ. С 1995 г. по настоящее время – Президент Государственного университета – Высшая Школа Экономики. В 1996–1997 гг. – первый заместитель Председателя Государственной Думы РФ, с 1997 г. по 1998 г. – председатель фракции «Наш дом – Россия». В 1998 г. – заместитель Председателя Правительства РФ. С 2002 г. по настоящее время – Председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал». С 2004 г. по настоящее время – Председатель Координационного совета предпринимательских союзов России.

Изменения в составе Совета директоров

Решением внеочередного собрания акционеров, прошедшего 24 января 2005 года, Браверман А.А. и Мобиус М. прекратили свои полномочия в качестве членов Совета директоров. В Совет директоров были избраны Мейерс К. и Шохин А.Н.

Комитеты Совета директоров

Комитет по стратегии и инвестициям

В его функции входит подготовка рекомендаций Совету директоров Компании по следующим вопросам:

- выработка стратегических целей развития Компании
- анализ концепций, программ и планов стратегического развития Компании
- размер дивидендов по акциям и порядок их выплаты
- порядок распределения прибыли и убытков Компании по результатам финансового года

В состав Комитета входят: Р. Мацке (председатель Комитета), К. Мейерс, Р.У. Маганов и И.В. Шеркунов.

Комитет по аудиту

В его функции входит подготовка рекомендаций Совету директоров Компании по следующим вопросам:

- квалификация качества оказываемых аудитором услуг и соблюдения им требований аудиторской независимости
- выбор и оценка эффективности работы аудитора Компании

В состав Комитета входят: О.Е. Кутафин (председатель Комитета), М.П. Бережной и С.А. Михайлов.

Комитет по кадрам и вознаграждениям

В его функции входит подготовка рекомендаций Совету директоров Компании по следующим вопросам:

- выработка корпоративной политики в области кадров
- определение политики и стандартов Компании по подбору кандидатур в органы управления Компании, направленных на привлечение к управлению Компанией наиболее квалифицированных специалистов

В состав Комитета входят: А.Н. Шохин (председатель Комитета с 24.01.2005), С.А. Михайлов и Н.А. Цветков.

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ»**Алекперов Вагит Юсуфович****Председатель Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»****Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»****Год рождения: 1950**

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук. Награжден тремя орденами и восьмью медалями. С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири. В 1987–1990 гг. – генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтоменнефтегаза министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1990–1991 гг. – заместитель, первый заместитель министра нефтяной промышленности СССР. В 1992–1993 гг. – Президент нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». В 1993–2000 гг. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1993 г. – Президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Барков Анатолий Александрович**Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи****Год рождения: 1948**

В 1992 г. окончил Уфимский нефтяной институт. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден семью медалями. В 1987–1992 гг. – начальник ЦБПО, начальник НГДУ, главный инженер ПО «Когалымнефтегаз». В 1992–1993 гг. – исполнительный директор, директор Департамента зарубежных проектов нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». С 1993 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи.

Козырев Анатолий Гаврилович**Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления корпоративного бюджетно-экономического планирования и инвестиций****Год рождения: 1942**

В 1971 г. окончил Московский инженерно-экономический институт им. С. Орджоникидзе, в 1982 г. – Всесоюзную академию внешней торговли. Награжден тремя медалями. В 1991–1998 гг. – начальник Главного сводного управления кредитно-финансового регулирования, заместитель министра топлива и энергетики РФ. С 1998 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления корпоративного бюджетно-экономического планирования и инвестиций.

Кукура Сергей Петрович**Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (экономика и финансы)****Год рождения: 1953**

В 1979 г. окончил Ивано-Франковский институт нефти и газа. Доктор экономических наук. Заслуженный экономист РФ. Награжден пятью медалями. В 1992–1993 гг. – Вице-президент, Первый вице-президент нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». С 1993 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Маганов Равиль Ульфатович**Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча нефти и газа)****Год рождения: 1954**

В 1977 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден двумя орденами и тремя медалями. В 1988–1993 гг. – главный инженер – заместитель генерального директора, генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз». В 1993–1994 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1994 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Масляев Иван Алексеевич**Начальник Главного управления правового обеспечения ОАО «ЛУКОЙЛ»****Год рождения: 1958**

В 1980 г. окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат юридических наук. Награжден тремя медалями. В 1992–1994 гг. – начальник юридического отдела нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть», в 1994–1999 гг. – начальник Юридического управления, с 1999 г. – начальник Главного управления правового обеспечения ОАО «ЛУКОЙЛ».

Матыцын Александр Кузьмич**Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования****Год рождения: 1961**

В 1984 году окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат экономических наук. Награжден двумя медалями. В 1993–1994 гг. – старший консультант по налогам АОЗТ «КПМЖ Ревиконсульт», в 1994–1997 гг. – генеральный директор ЗАО «КПМЖ». С 1997 г. – Вице-президент – начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования ОАО «ЛУКОЙЛ».

Москаленко Анатолий Алексеевич**Начальник Главного управления по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ»****Год рождения: 1959**

В 1980 г. окончил Московское высшее общевойсковое командное училище им. Верховного Совета РСФСР, в 1987 г. – Военно-дипломатическую академию, в 1996 г. – Военную академию ГШ ВС РФ. Профессор Академии военных наук. Награжден четырьмя орденами и двадцатью медалями. В 1976–2001 гг. служил в Вооруженных Силах. В 2001–2003 гг. – начальник Управления персоналом, начальник Департамента управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2003 г. – начальник Главного управления по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ».

Некрасов Владимир Иванович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
 Год рождения: 1957

В 1978 г. окончил Тюменский индустриальный институт. Кандидат технических наук, действительный член Академии горных наук. Награжден орденом и тремя медалями. В 1992–1999 гг. – Главный инженер – первый заместитель генерального директора, генеральный директор ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». С 1999 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Новиков Анатолий Александрович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по геологии и разработке
 Год рождения: 1939

В 1961 г. окончил Грозненский нефтяной институт, в 1981 г. – Академию народного хозяйства СССР. Кандидат геолого-минералогических наук. Заслуженный геолог РФ. Награжден тремя орденами и четырьмя медалями. В 1990–2001 гг. – Генеральный директор ПО «Нижневожжскнефть» ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижневожжскнефть». С 2001 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по геологии и разработке.

Рахметов Серик Мурзабекович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления капитального строительства и корпоративных служб
 Год рождения: 1949

В 1973 г. окончил Рудненский филиал Казахского политехнического института. Награжден четырьмя медалями. В 1993–1994 гг. – заместитель генерального директора по строительству АО «ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз». В 1994–2000 гг. – исполнительный директор, директор Департамента по капитальному строительству, начальник Главного управления по капитальному строительству ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2000 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления капитального строительства и корпоративных служб.

Смирнов Александр Семенович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОГАЗ»
 Год рождения: 1948

В 1976 г. окончил Московский институт народного хозяйства им. Г.В. Плеханова. Кандидат экономических наук. Награжден тремя медалями. В 1992 г. – исполнительный директор по обеспечению внутреннего рынка нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». В 1992–1996 гг. – генеральный директор АО «Торговый дом «ЛУКОЙЛ». В 1996–1998 гг. – начальник Главного управления материальных балансов, машиностроения и маркетинга нефтепромыслового оборудования ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1998 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОГАЗ».

Сторожев Юрий Филиппович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления поставок и продаж
 Год рождения: 1946

В 1977 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Награжден двумя медалями. В 1987–1993 гг. – начальник отдела, заместитель главного инженера ПО «Когалымнефтегаз». В 1993–2000 гг. – директор Департамента, начальник Управления по реализации нефти и нефтепродуктов, заместитель начальника, начальник Главного управления по поставкам нефти и экспорту нефтепродуктов ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2000 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления поставок и продаж.

Тарасов Дмитрий Николаевич

Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (переработка, поставки и сбыт)
 Год рождения: 1951

В 1973 г. окончил Московский химико-технологический институт им. Д.И. Менделеева. Награжден двумя медалями. В 1997–2002 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ-Румыния», Вице-президент компании «ЛУКОЙЛ Европа Холдингз Лтд.», руководитель компании «ЛУКОЙЛ Блэк Си Лимитед». С 2002 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Федун Леонид Арнольдович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления стратегического развития и инвестиционного анализа
 Год рождения: 1956

В 1977 г. окончил Ростовское высшее военное командное училище им. М.И. Неделина. Кандидат философских наук. Награжден семью медалями. В 1993–1994 гг. – генеральный директор АО «ЛУКОЙЛ Консалтинг». С 1994 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления стратегического планирования и инвестиционного анализа.

Хавкин Евгений Леонидович

Секретарь Совета директоров – руководитель Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1964

В 2003 г. окончил Московский институт экономики, менеджмента и права. Награжден двумя медалями. С 1988 г. работал на предприятиях Западной Сибири. В 1997–2003 гг. – заместитель, первый заместитель руководителя Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2003 г. – секретарь Совета директоров – руководитель Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

Хоба Любовь Николаевна

Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1957

В 1992 г. окончила Свердловский институт народного хозяйства. Кандидат экономических наук. Заслуженный экономист РФ. Награждена двумя медалями. В 1991–1993 гг. – главный бухгалтер ПО «Когалымнефтегаз». В 1993–2000 гг. – главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2000–2003 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по финансовому учету. В 2003–2004 гг. – Главный бухгалтер – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2004 г. – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ».

Челоянц Джевван Крикович

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа
 Год рождения: 1959

В 1981 г. окончил Грозненский нефтяной институт. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден четырьмя медалями. В 1990–1993 гг. – начальник отдела, заместитель генерального директора по внешнеэкономическим связям ПО «Лангепаснефтегаз». В 1993–1995 гг. – Вице-президент по коммерции на внешнем рынке АО «ЛУКОЙЛ», в 1995–2001 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по морским и зарубежным проектам, с 2001 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа.

Шарифов Вагит Садиевич

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту
 Год рождения: 1945

В 1968 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден двумя орденами и четырьмя медалями. В 1985–1994 гг. – главный инженер, генеральный директор объединения «Волгограднефтепродукт», АООТ «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепродукт». В 1994–1995 гг. – генеральный директор филиала АО «Финансовая компания «ЛУКОЙЛ». В 1995–1996 гг. – генеральный директор Волгоградского территориального управления ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1996 г. – Вице-президент по нефтепродуктообеспечению ОАО «ЛУКОЙЛ», с 2002 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту.

В списке приведены члены Правления, входившие в его состав в течение 2004 года.

Решением Совета директоров от 19 июля 2004 года прекращены полномочия следующих членов Правления:

Козырева Анатолия Гавриловича

Некрасова Владимира Ивановича

Новикова Анатолия Александровича

Смирнова Александра Семеновича

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале
 Компании (по состоянию на 31 декабря 2004 г.)

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Алекперов В.Ю.	1,6
Бережной М.П.	0,005
Браверман А.А.	–
Грайфер В.И.	0,002
Кутафин О.Е.	–
Маганов Р.У.	0,5
Мацке Р.	–
Михайлов С.А.	0,003
Мобиус М.	–
Цветков Н.А.	0,32
Шеркунов И.В.	0,05
Барков А.А.	0,08
Кукура С.П.	0,39

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Масляев И.А.	0,03
Матыцын А.К.	0,3
Москаленко А.А.	0,018
Рахметов С.М.	0,08
Сторожев Ю.Ф.	0,04
Тарасов Д.Н.	0,04
Федун Л.А.	0,93
Хавкин Е.Л.	0,02
Хоба Л.Н.	0,34
Челоянц Д.К.	0,09
Шарифов В.С.	0,03

Вознаграждение членам Правления и Совета директоров*

Органы управления	Выплачено в 2004 г., тыс. руб.				Итого
	Зарплата	Премии	Прочие выплаты	Вознаграждение	
Совет директоров	–	–	207,7	40 499,9	40 707,6
Правление	291 916,6	163 135,9	15 769,2	–	470 821,7

Согласно Положению, действовавшему до 24 июня 2004 года, членам Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» одновременно могло выплачиваться вознаграждение в размере заработной платы Президента Компании за последний месяц истекшего финансового года. Положение также определяло перечень расходов, компенсируемых членам Совета директоров в связи с исполнением ими своих обязанностей.

Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», которое состоялось 24 июня 2004 года, приняло решение установить для вновь избранных в 2004 году членов Совета директоров вознаграждение в размере 125 000 долл.** Дополнительно выплачивается вознаграждение за исполнение функций Председателя Совета директоров, за исполнение функций Председателя комитета, а также некоторые другие виды вознаграждений.

* Для членов Совета директоров, являвшихся одновременно членами Правления, вознаграждение, полученное за членство в Совете директоров, отражено только в строке «Совет директоров», а зарплата, премии и прочие выплаты отражены только в строке «Правление».

** Вознаграждение выплачивается в рублях по курсу на дату Общего собрания акционеров.

Членам Правления в 2005 году будут выплачены:

- › годовая базовая заработная плата
- › ежегодное вознаграждение по результатам работы за 2004 год в соответствии с Положением о стимулировании руководящих работников (управляющих) ОАО «ЛУКОЙЛ» и руководителей его дочерних обществ
- › дополнительные компенсации социального характера

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ИНФОРМАЦИОННАЯ ОТКРЫТОСТЬ

Корпоративное управление

Система корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ» основывается на уважении прав и законных интересов всех категорий собственников и акционеров и направлена на снижение инвестиционных рисков, рост инвестиционной привлекательности, снижение стоимости заемного и собственного капитала и увеличение стоимости Компании.

История совершенствования корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ»

-
- › 1993 – Учреждение ОАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»
-
- › 1994 – Назначение внешнего аудитора (KPMG) и юридического консультанта (Akin Gump)
-
- › 1995 – Переход всех дочерних обществ на единую акцию; первое собрание акционеров Компании; первая российская компания со стратегическим партнером – US ARCO
-
- › 1996 – Первый выпуск американских депозитарных расписок (АДР) среди российских нефтяных компаний
-
- › 1997 – Начало проведения ежегодного аудита запасов нефти и газа компанией Miller and Lents
-
- › 1998 – Публикация финансовой отчетности по стандартам ОПБУ США
-
- › 2001 – Ежеквартальный выпуск финансовой отчетности по стандартам ОПБУ США; создание Управления внутреннего аудита; обмен привилегированных акций на обыкновенные (1:1)
-

- 2002 – Полный вторичный листинг на Лондонской фондовой бирже; начало программы реструктуризации; три независимых представителя миноритарных акционеров в Совете директоров

- 2003 – Создание комитетов по стратегии и инвестициям, по аудиту, по кадрам и вознаграждениям; введение программы акционирования руководящего состава Компании

- 2004 – Успешное завершение приватизации Компании; приобретение компанией ConocoPhillips 10% акций ОАО «ЛУКОЙЛ» и создание стратегического альянса

- 2005 – Представитель ConocoPhillips входит в Совет директоров Компании; начата программа обмена руководителями

Информационная открытость

После получения полного листинга акций на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ) в 2002 году в Компании создана и успешно функционирует корпоративная система раскрытия информации для инвестиционного сообщества. Политика информационной открытости и качество раскрытия информации полностью соответствуют общепризнанным мировым стандартам раскрытия информации и стандартам ЛФБ.

В рамках политики информационной открытости Компания:

- ежеквартально раскрывает финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с ОПБУ США
- ежегодно раскрывает информацию о результатах международного аудита своих углеводородных запасов
- проводит телефонные конференции с инвестиционным сообществом по итогам опубликования финансовых результатов и других важных корпоративных событий
- организует поездки представителей инвестиционного сообщества в регионы своей деятельности
- проводит регулярные встречи с инвесторами и акционерами
- ежегодно выпускает Справочник аналитика с подробной производственной и финансовой статистикой

Внутренний аудит

Система внутреннего аудита Компании является составной частью корпоративного контроля, признанного международными правилами ведения бизнеса. Система внутреннего аудита – гарантия эффективности работы Компании и защиты интересов акционеров и инвесторов.

В 2004 году проведена 31 аудиторская и контрольная внутренняя проверка в организациях и структурных подразделениях группы «ЛУКОЙЛ».

Основными задачами контрольных и аудиторских проверок являлись: анализ эффективности функционирования действующей системы внутреннего контроля в организациях группы «ЛУКОЙЛ»; выявление существующих рисков; оценка работы обществ по сохранности активов, по выполнению решений Совета директоров, Правления и приказов ОАО «ЛУКОЙЛ». В течение 2004 года проводились мониторинг исполнения рекомендаций и распорядительных документов Компании, изданных по итогам ранее проведенных аудитов, мониторинг выполнения установленных по группе «ЛУКОЙЛ» контрольных и плановых показателей, выездные проверки выполнения обществами Компании рекомендаций внутреннего аудита.

В 2004 году осуществлялись контроль за соблюдением «Порядка принятия решений об участии в других организациях», оценка предложений организаций группы «ЛУКОЙЛ». Всего за отчетный период рассмотрено 60 предложений по таким операциям. В обязанности внутренних аудиторов входила также оценка инвестиционных проектов стоимостью свыше 30 млн долл. (за 2004 год рассмотрено 19 проектов).

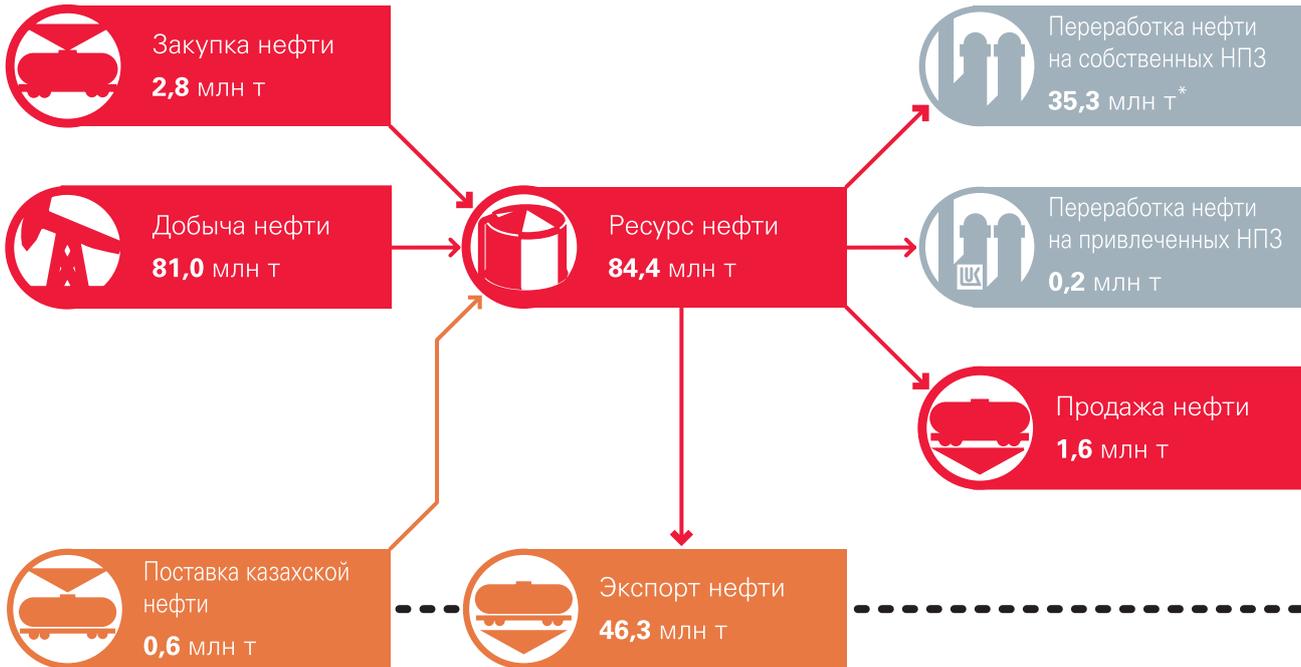
В целях организации единой системы контроля и внутреннего аудита в группе «ЛУКОЙЛ», обеспечения оперативности и непрерывности контрольных процедур, более эффективного использования трудовых ресурсов рассматривался вопрос о создании в регионах деятельности группы «ЛУКОЙЛ», расположенных в Российской Федерации, центров по контролю и внутреннему аудиту.

Функционирование вертикально интегрированной системы контроля и внутреннего аудита позволяет осуществлять оперативный контроль за эффективностью деятельности дочерних обществ, на ранних стадиях прогнозировать развитие рисков, связанных с производственно-финансовой деятельностью организаций группы «ЛУКОЙЛ».

В конце 2004 года Советом директоров было принято Положение о внутреннем контроле и внутреннем аудите ОАО «ЛУКОЙЛ». Положение предусматривает обязанность Службы контроля и внутреннего аудита Компании сообщать о выявленных нарушениях Комитету по аудиту Совета директоров. Таким образом, была изменена ранее существовавшая в Компании система внутреннего контроля. Принятие Советом директоров указанного Положения было обусловлено требованиями Кодекса корпоративного поведения.

СХЕМА ТОВАРНОГО БАЛАНСА КОМПАНИИ (2004)

РОССИЯ



ЗАРУБЕЖЬЕ

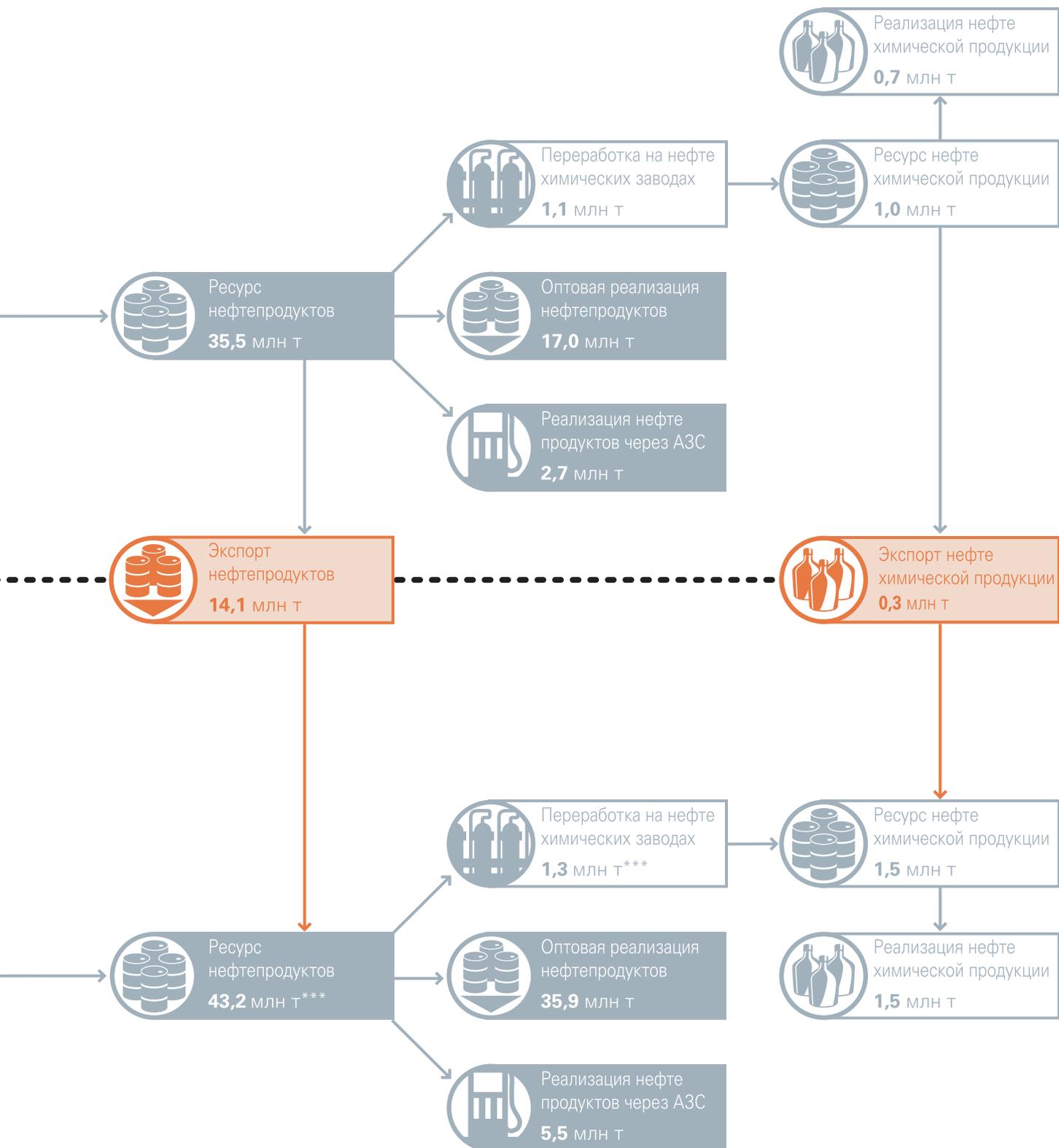


В статье «Ресурс нефти» приведен ресурс до собственного потребления и потерь при транспортировке. Остальные статьи товарного баланса приведены с учетом потерь, возникающих при переработке, транспортировке и хранении, а также с учетом изменения запасов готовой продукции.

* Без учета переработки нефти на мини-НПЗ.

** Без учета переработки мазута на НПЗ в Бургасе.

*** С учетом нефтехимической продукции, выработанной на НПЗ в Бургасе.





«АМЕРИКАНСКАЯ СТРАТЕГИЯ» ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

СЕТЬ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ

На протяжении всех лет деятельности компании «ЛУКОЙЛ» одной из ее стратегических задач было расширение рынка сбыта. Бесспорным мировым лидером по потреблению и импорту нефтепродуктов сегодня являются Соединенные Штаты Америки. Поэтому проникновение на американский рынок всегда было одним из приоритетов Компании.

В рамках выполнения этой задачи ЛУКОЙЛ в ноябре 2000 года совершил беспрецедентную сделку по приобретению компании Getty Petroleum Marketing, владеющей одной из наиболее известных сетей автозаправочных станций на северо-востоке США. Таким образом, Компания стала продавать бензин на 1 317 АЗС под маркой Getty в самых густонаселенных районах Америки, где проживают 65 млн человек.

В истории США это было первое приобретение американской открытой акционерной компании русской корпорацией. Определяющим фактором здесь стала популярность торговой марки Getty в северо-восточных штатах. К тому же для компании «ЛУКОЙЛ» инвестирование капитала в стране с таким благоприятным инвестиционным климатом, как США, стало прекрасной возможностью выхода на американский рынок.

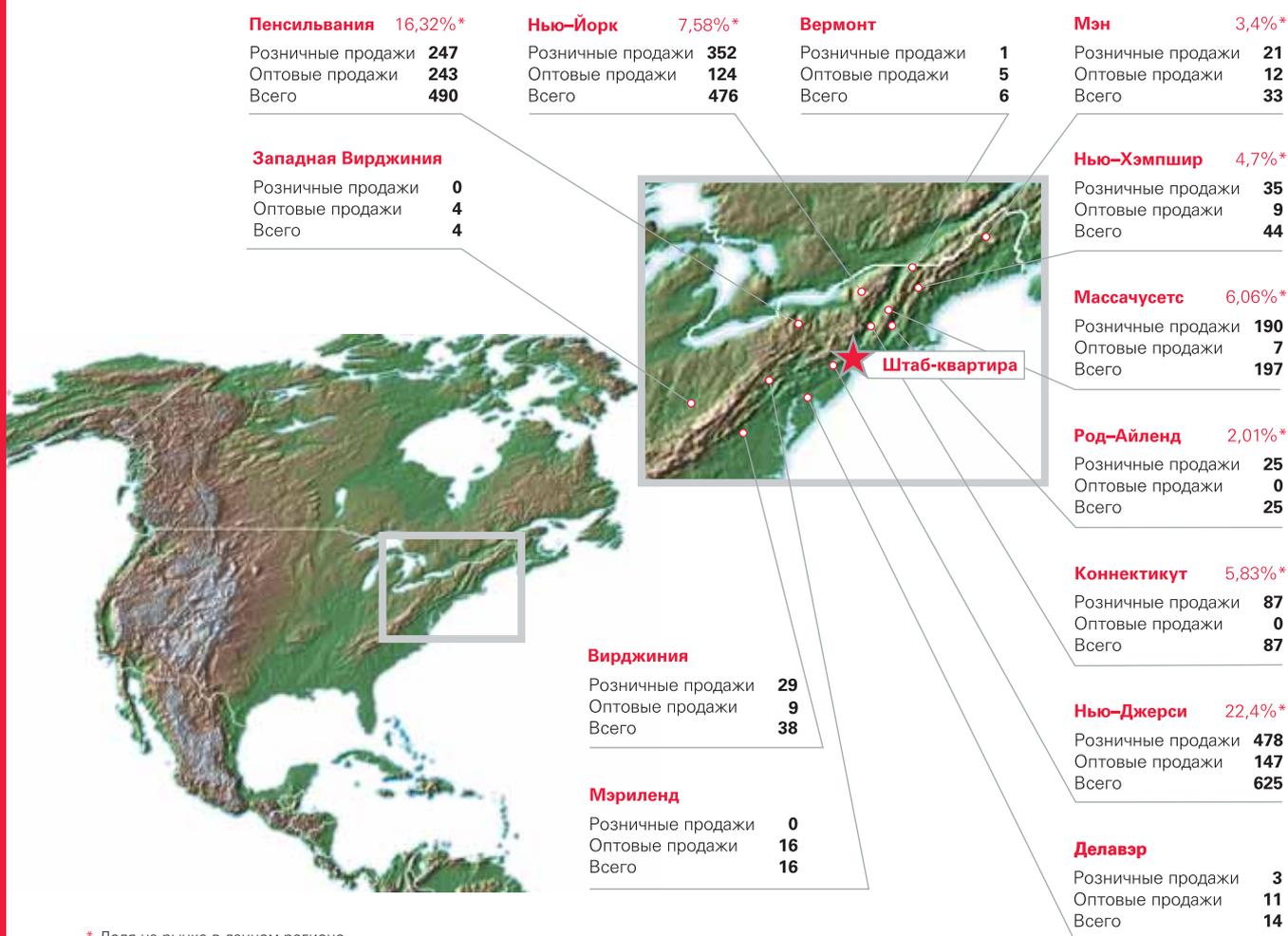
Ребрендинг любой розничной сети, а тем более столь известной, – процесс тонкий и долговременный. Лишь в марте 2003 года в штате Массачусетс открылась первая АЗС под брендом «ЛУКОЙЛ». А на открытии очередной автозаправочной станции в Нью-Йорке присутствовал бывший тогда в США с визитом Президент России Владимир Путин. Так была подчеркнута знаковость события: фактически первый российский бренд заявил о себе в одном из самых популярных сегментов американского рынка. На конец 2004 года более 30 АЗС в северо-восточных штатах работали под брендом «ЛУКОЙЛ».

В январе 2004 года ЛУКОЙЛ объявил о приобретении у компании CopocoPhillips 308 АЗС и заключении контракта на поставку бензина еще на 471 АЗС, работающую под брендом Mobil. Стоимость сделки составила 270 млн долл. Из них 50 млн долл. Компания профинансировала из собственных средств. Остальные средства привлечены на условиях проектного финансирования американским банком Lehman





ЛУКОЙЛ в США



США являются мировым лидером по потреблению нефтепродуктов. На их долю приходится 25% мирового потребления, или примерно 20,5 млн барр./сут.

В самих США добывается около 7,5 млн барр./сут нефти и газового конденсата. Импорт составляет 10,5 млн барр./сут нефти и 2,5 млн барр./сут нефтепродуктов.

Значительная часть нефтепродуктов используется в качестве автомобильного топлива. В 2004 году количество зарегистрированных в США автомобилей составило около 225 миллионов, или 800 автомобилей на 1 000 человек (в России около 170 автомобилей на 1 000 человек).

Brothers. Кредитные средства предоставлены группе «ЛУКОЙЛ» на шесть лет под залог приобретаемой недвижимости.

Ежегодный объем продаж приобретенной сети АЗС составляет 1,2 млрд галлонов (около 5,5 млрд л) нефтепродуктов, что фактически привело к удвоению рыночной доли Компании на северо-востоке США (ЛУКОЙЛ владеет примерно 5 400 АЗС в мире, из них более 2 000 теперь находятся в США).

Сейчас стратегия дочерней компании LUKOIL Americas Inc. заключается в том, чтобы постепенно, в течение трех лет провести ребрендинг всей сети заправок, работающих под брендом Mobil. Этот процесс непростой, так как потребители хорошо знают этот бренд, но необходимый: в настоящее время приходится платить за использование торговой марки Mobil каждой станцией. Кроме того, стратегия Компании основана на убежденности в необходимости продвижения собственной марки на американском рынке и в том, что качество продуктов группы «ЛУКОЙЛ» соответствует высоким стандартам, к которым привыкли американские потребители.

На 1 января 2005 года в активе Группы на территории США было 2 035 автозаправочных станций. В 2004 году был достигнут рекордный объем продаж нефтепродуктов – 1,9 млрд галлонов (около 8,64 млрд л). При этом выручка от продаж составила 2,6 млрд долл. (без акцизов), чистая прибыль – 11,7 млн долл.

Выход на новые рынки сбыта позволяет Компании интенсифицировать развитие проектов в России, таких, например, как добыча нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где добычу планируется увеличить более чем в два раза.

В краткосрочной перспективе наличие собственных АЗС на американском рынке позволит Компании более эффективно задействовать экспортные мощности недавно построенного терминала в Высоцке (Ленинградская область). Использование этого терминала даст возможность заметно увеличить объемы поставок нефти и нефтепродуктов в США и Европу и значительно сократить (на 40–50 млн долл. в год) транспортные расходы.

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ АЛЬЯНС

Сотрудничество с СопосоPhillips не ограничилось покупкой автозаправочных станций. Американская компания выиграла аукцион на покуп-

Getty Petroleum Marketing Inc. была создана компанией Getty Petroleum Corporation для управления розничной сетью по продаже нефтепродуктов. Getty Corp. называют частью «нефтяной империи» Джона Пола Гетти – нефтяного магната, признанного в 1976 году самым богатым человеком планеты.

Getty на момент покупки ее компанией «ЛУКОЙЛ» управляла примерно 1 300 АЗС и семью нефтебазами в 13 штатах на восточном и северо-восточном побережье США. Для доставки бензина Getty использовала 170 бензовозов. Доля Getty на розничном бензиновом рынке в этих регионах составляла 4% (в крупных городах – 9%).



СопосоPhillips была создана в 2002 году в результате слияния крупнейших нефтяных компаний Сопосо и Phillips Petroleum. СопосоPhillips со штаб-квартирой в Хьюстоне (штат Техас) ведет деятельность более чем в 40 странах мира, располагая активами в 93 млрд долл. и штатом сотрудников в 34,5 тыс. человек по состоянию на конец 2004 года. Она является третьей интегрированной энергетической компанией в США по размерам и первой по объему нефтепереработки и занимает восьмое место среди мировых частных нефтяных компаний по размеру доказанных запасов углеводородов.



ку находившихся в федеральной собственности 7,6% акций ОАО «ЛУКОЙЛ» за 1,988 млрд долл. (30,76 долл. за акцию). После этого она дополнительно приобрела на открытом рынке 2,4% акций российской Компании, получив, таким образом, пропорциональное представительство в Совете директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». В сентябре 2004 года ЛУКОЙЛ и СопосоPhillips объявили о создании широкомасштабного стратегического альянса, в рамках которого последняя стала стратегическим инвестором нашей Компании.

ЛУКОЙЛ и СопосоPhillips заключили акционерное соглашение, на основании которого американский партнер осуществляет инвестиции в капитал нашей Компании. Согласно этому соглашению на одобрение собрания акционеров Компании были представлены изменения в ее Устав, предусматривающие единогласное принятие некоторых ключевых решений Советом директоров. В начале 2005 года представитель СопосоPhillips Кевин Мейерс был избран в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». В соответствии с акционерным соглашением доля СопосоPhillips в капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» не должна превышать 20% и она не вправе продавать акции ОАО «ЛУКОЙЛ» в течение четырех лет.

В начале 2005 года ЛУКОЙЛ и СопосоPhillips начали обмен руководителями для передачи опыта в производственной области и сфере корпоративного управления. ЛУКОЙЛ и СопосоPhillips также приняли решение о создании совместного предприятия «Руско», 70% акций которого будут принадлежать ОАО «ЛУКОЙЛ», а 30% – СопосоPhillips, что позволит ей участвовать в разработке запасов углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. По условиям соглашения о создании совместного предприятия СопосоPhillips должна выплатить около 370 млн долл. за 30-процентную долю в запасах СП, а также 30-процентную долю от оборотного капитала СП и такую же долю от капиталовложений, осуществленных группой «ЛУКОЙЛ» в месторождения СП с 1 января 2004 года. Управление СП будет осуществляться на паритетной основе. Планируется, что к 2008 году объем добычи нефти СП составит около 10 млн т/год (200 тыс. барр./сут).

Нефть, добываемая на месторождениях СП, будет транспортироваться по трубопроводу на терминал Компании в поселке Варандей на берегу Баренцева моря (Ненецкий автономный округ), а затем перевозиться танкерами на международные рынки. К 2007 году ЛУКОЙЛ увеличит мощность терминала до 12 млн т/год (240 тыс. барр./сут), при этом СопосоPhillips принимает участие в проектировании и финансировании проекта расширения терминала.

В совместных планах партнеров переговоры с правительством Ирака по поводу подтверждения прав ОАО «ЛУКОЙЛ» на разработку месторождения Западная Курна-2. После подтверждения этих прав и получения всех необходимых согласований от государственных органов и сторон контракта ЛУКОЙЛ и ConocoPhillips планируют заключить дополнительное соглашение, предусматривающее передачу ConocoPhillips 17,5% доли в проекте.

Приобретение компанией ConocoPhillips доли участия в ОАО «ЛУКОЙЛ» является стратегически важным для обеих компаний. Это партнерство получило поддержку со стороны правительств России и США, оно способствует развитию российско-американского энергетического диалога, включающего в том числе поставки российской нефти в США.

Этот альянс дает возможность Компании укрепить свой статус ведущей международной нефтегазовой компании и глобального участника мирового энергетического рынка. Кроме этого, ЛУКОЙЛ получает следующие преимущества:

- опыт стратегического партнера в области управления международной энергетической компанией
- увеличение темпов роста и повышение эффективности производства благодаря внедрению передовой мировой практики и технологий и привлечению высококвалифицированных кадров
- дополнительные ресурсы для ускорения темпов реализации новых проектов как в России, так и за рубежом
- рост чистой прибыли и акционерной стоимости Компании за счет повышения эффективности ее деятельности

Со своей стороны ConocoPhillips получит дополнительные возможности для участия в освоении обширных запасов углеводородов в России, где ЛУКОЙЛ занимает ведущие позиции.

Основные сферы деятельности ConocoPhillips: разведка, добыча, переработка, транспортировка и продажа нефти, газа, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. ConocoPhillips также инвестирует в перспективные отрасли, включая топливные технологии, технологии сжижения газа, производство энергии и другие технологии.

ConocoPhillips известна своим техническим опытом в добыче и разработке, в технологиях 3D сейсморазведки, а также технологиями обессеривания и производства высококачественного кокса.





АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный отчет представляет собой обзор финансовых результатов деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» и важнейших тенденций, которые могут влиять на будущие результаты его деятельности, и должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В контексте настоящего документа слова «ЛУКОЙЛ», «Компания», «Группа», «Общество», местоимение «мы» и его различные формы означают ОАО «ЛУКОЙЛ» и его консолидированные дочерние и зависимые общества. Все суммы в долларах США указаны в миллионах, за исключением особо оговоренных случаев. Объемы собственной добычи нефти были пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность нефти, добываемой на различных месторождениях Группы. Объем приобретенной нефти, а также иные показатели, выраженные в баррелях, включая среднедневные, пересчитывались из тонн в баррели с использованием усредненного коэффициента, равного 7,33. Миллиарды кубических футов переведены в миллионы баррелей нефтяного эквивалента с использованием коэффициента, равного 0,167.

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и так далее, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах, но это не может служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. также «Заявления прогнозного характера» на стр. 126, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2004	Изменение в % к 2003	2003	Изменение в % к 2002	2002
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины) (млн долл. США)	33 845	53,0%	22 118	44,2%	15 334
Чистая прибыль (млн долл. США)	4 248	14,8%	3 701	100,8%	1 843
Чистая прибыль без учета накопленного эффекта от изменения в учетной политике и результата от продажи доли в Азери – Чираг – Гюнешли в 2003 г. и без учета единовременных налоговых расходов и корректировок пенсионных обязательств в 2002 и 2003 гг. (млн долл. США)*	4 248	78,0%	2 386	20,2%	1 985
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США)	7 203	27,9%	5 630	62,3%	3 468
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (долл. США):					
базовая прибыль	5,20	15,0%	4,52	100,0%	2,26
разводненная прибыль	5,13	15,3%	4,45	96,9%	2,26
Добыча нефти дочерними компаниями Группы (тыс. т)	82 408	8,3%	76 072	6,7%	71 275
Производство нефтепродуктов компаниями Группы (тыс. т)	40 825	4,1%	39 233	0,0%	39 219

* Детальное обсуждение см. на стр. 103.

Чистая прибыль в 2004 г. составила 4 248 млн долл. США, что на 1 862 млн долл. США больше, чем за аналогичный период прошлого года (без учета влияния накопленного эффекта от изменения в учетной политике, единовременных статей доходов и расходов и результата от продажи доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» в общей сумме 1 315 млн долл. США).

Рост чистой прибыли был вызван благоприятной ценовой конъюнктурой в 2004 г. и улучшением контроля над расходами. Вместе с тем рост прибыли сдерживался ростом налогового бремени, укреплением рубля и продолжающимся ростом транспортных издержек. Влияние этих и других факторов, сдерживающих рост чистой прибыли, подробно рассмотрено в настоящем отчете.

СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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, Узбекистана, Колумбии, на Ближнем Востоке и севере Африки
- ▶ Переработка, торговля и сбыт – деятельность по реализации нефти, природного газа и продуктов их переработки, переработка и транспортировка продукции
- ▶ Нефтехимия – деятельность по производству и реализации нефтехимической продукции

Другие 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 нефть у сегмента разведки и добычи. В силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть на внутреннем рынке» на стр. 95, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным. Цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом цен на 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. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, однако при этом приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 22 к консолидированной финансовой отчетности.

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ИЗМЕНЕНИЯ В ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

Реструктуризация

В 2004 г. мы продолжили выполнение плана реструктуризации, направленного на повышение эффективности деятельности и максимальное увеличение рыночной стоимости акций Компании. Планом предусматриваются следующие меры: (а) увеличение экспорта нефти и нефтепродуктов; (б) ускорение темпов разработки наиболее продуктивных месторождений; (в) закрытие малодебитных скважин; (г) применение технологий искусственного повышения нефтеотдачи пласта; (д) отбор сервисных компаний, предлагающих наиболее выгодные условия; (е) отказ от непрофильных производств, в том числе от ряда добывающих проектов, в которых мы не являемся оператором, сокращение численности персонала; (ж) более последовательное применение принципа оплаты труда по результатам деятельности; (з) совершенствование административно-управленческой работы.

В 2004 г. Компания достигла следующих результатов:

- Экспорт и реализация за рубежом нефти и нефтепродуктов в 2004 г. по сравнению с 2003 г. выросли в объеме на 21,9% с одновременным уменьшением их реализации на внутреннем рынке на 19,2%, что увеличило нашу выручку на 5,6 млрд долл. США
- Были введены в эксплуатацию 7 новых месторождений (14 в 2003 г.), что позволило увеличить добычу, несмотря на то, что одновременно с этим проводилась программа закрытия малодебитных скважин
- Была выведена из эксплуатации 1 161 малодебитная скважина (2 191 в 2003 г.). В результате, несмотря на реальное укрепление рубля на 18,5%, расходы на добычу нефти сократились в 2004 г. на 1,1%, или до 2,58 долл./барр., по сравнению с 2,61 долл./барр. в 2003 г.
- В ноябре 2004 г. Компания заключила соглашение о продаже своей 100%-й дочерней буровой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» и ее дочерних обществ (далее – «ЛУКОЙЛ-Бурение») за 69 млн долл. США. Условия договора требуют заключения пятилетнего контракта на обеспечение Группы услугами по бурению и пересмотра условий финансирования, ранее предоставленного Группой ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение». Сделка была завершена в декабре 2004 г.
- В августе 2004 г. Компания заключила соглашение на продажу своей доли в размере 99% в ОАО Банк «Петрокоммерц» (далее – «Банк») за 214 млн долл. США группе компаний, принадлежащих связанной стороне, чье руководство включает некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров. Компания использовала независимую оценку при определении цены продажи. Сделка предусматривает два этапа. Первый этап, представляющий продажу 78% доли Группы за 169 млн долл. США, был завершен 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 завершен до конца июня 2007 г.
- В 2004 г. мы начали реструктуризацию нашей транспортной компании ЗАО «ЛУКОЙЛ-ТРАНС». Она является диверсифицированной транспортной компанией, имеющей значительный автомобильный и железнодорожный парк и оказывающей услуги как добывающим компаниям Группы, так и компаниям сегмента переработки, торговли и сбыта. В настоящий момент ведутся переговоры с потенциальными покупателями, которые проявили свой интерес к ее приобретению

Иные результаты, достигнутые в 2004 г., детально рассмотрены в других частях отчета.

Стратегический альянс с «КонокоФиллипс»

В сентябре 2004 г. ЛУКОЙЛ и компания «КонокоФиллипс» заключили соглашение о стратегическом альянсе, в рамках которого в 2005 г. планируется создание совместного предприятия в Ненецком автономном округе для разработки нефтегазовых резервов Компании, расположенных на севере Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. Совместное предприятие будет управляться Группой и «КонокоФиллипс» на паритетной основе. В то же время прибыль от участия в этом проекте будет распределяться в соотношении 70% и 30% соответственно. Ожидается, что добыча нефти совместным предприятием достигнет уровня 200 тыс. барр. в сутки к 2008 г. Совместное предприятие будет создано на базе нашего 100%-го дочернего предприятия ООО «Нарьянмарнефтегаз», чья производительность в 2004 г. составляла примерно 15 тыс. барр. в сутки.

Основные события в деятельности Группы

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

В октябре 2004 г. после модернизации была возобновлена деятельность завода «Петротел-ЛУКОЙЛ», нашего дочернего нефтеперерабатывающего предприятия в Румынии. В реконструкцию этого завода с момента его закрытия в 2001 г. Компания вложила 121 млн долл. США. Планируется, что ежегодный объем нефти, направляемой на переработку на «Петротел-ЛУКОЙЛ», составит 2,4 млн т.

В июне 2004 г. введена в эксплуатацию первая очередь распределительно-перевалочного терминала в Высоцке. Первоначальная мощность этого комплекса составляет 4,7 млн т нефти и нефтепродуктов в год. Через терминал Компания планирует экспортировать светлые нефтепродукты в Западную Европу и США. На полную мощность – около 12,0 млн т – комплекс выйдет в 2006 г.

В июне 2004 г. Компания заключила соглашение на разведку и разработку месторождений природного газа в Узбекистане. В соответствии с этим соглашением ЛУКОЙЛ принял на себя минимальные инвестиционные обязательства в размере 16 млн долл. США в течение последующих 3 лет. Объем утвержденных геологических запасов на контрактной территории составляет 283 млрд куб. м.

В марте 2004 г. Компания заключила соглашение на разведку и разработку месторождений природного газа и газового конденсата в Саудовской Аравии. Минимальные инвестиционные обязательства по этому соглашению составляют 215 млн долл. США в течение последующих 5 лет, при этом доля Компании составляет 172 млн долл. США.

26 января 2004 г. Компания заключила соглашение с «КонокоФиллипс» о покупке 308 АЗС и контракты на поставку нефтепродуктов на дополнительные 471 АЗС в северо-восточном регионе США на общую сумму 270 млн долл. США. Данная сделка была завершена в мае 2004 г.

В октябре 2003 г. Группа приобрела 79,5% акций компании «Беопетрол» за 117 млн евро. Компания «Беопетрол» является маркетинговой и сбытовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Сербии и владеющей 200 заправками и 8 хранилищами нефтепродуктов. В 2002 г. объем реализации нефтепродуктов компанией составил 390 тыс. т, что позволяет ей контролировать около 20% розничного топливного рынка Сербии. По условиям соглашения о приобретении ЛУКОЙЛ должен инвестировать в «Беопетрол» 85 млн евро в течение последующих 3 лет.

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. ОАО «Тэбукнефть» и ОАО «Ухтанефть» до момента их приобретения отражались в отчетности как зависимые компании, учитываемые по методу долевого участия. Во второй половине 2003 г. 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. США. ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» являются нефтегазодобывающими компаниями, осуществляющими свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации. Общий объем доказанных запасов нефти этих компаний на момент приобретения составлял 242 млн барр.

В июне 2003 г. Группа приобрела 1,25% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» приблизительно за 1 млн долл. США, увеличив, таким образом, свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» до 51%. До этого момента инвестиции в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» отражались в консолидированной отчетности по методу долевого участия. ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» является нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе Российской Федерации. Общий объем доказанных запасов нефти компании на момент приобретения составлял 171 млн барр.

Приобретения 2005 г.

В марте 2005 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю участия в финских компаниях «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy». Основными видами деятельности компаний «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» являются управление сетью из 289 АЗС и 132 станций по продаже дизельного топлива, оптовая продажа нефтепродуктов, а также производство и продажа масел. Сумма сделки составила 160 млн долл. США.

В январе 2005 г. компания Группы приобрела 22% долю в нефтеперерабатывающем заводе ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД за 56 млн долл. США (20,7% доля была приобретена у связанной стороны за 52 млн долл. США). Данное приобретение увеличило долю Группы в ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД до 93,2%.

Консолидация активов Группы

В июне 2003 г. Группа приобрела 27% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» у связанной стороны, контролируемой некоторыми членами руководства Группы, за 398 млн долл. США, увеличив, таким образом, свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» до 100%.

В конце декабря 2003 г. завершилась реструктуризация добывающих активов предприятий Группы в Пермском регионе, которая произошла путем присоединения нашего 100%-го дочернего предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» к ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». 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 составило более 1 000 человек. Консолидация активов позволит повысить производительность труда и создать дополнительные условия для дальнейшего роста добычи нефти.

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Изменение цен нефти и продукции нефтепереработки

Цена, по которой мы можем продавать нефть и нефтепродукты, является основным фактором, определяющим наши доходы. В 2004 г. цены на нефть оставались стабильно высокими благодаря росту мировой экономики (на 5,0% в 2004 г.), а также росту общемирового потребления нефти (в 2004 г. оно составило 82,1 млн барр. в день, что на 3,3% больше, чем в 2003 г.). В 2004 г. в результате продолжающегося уверенного роста спроса на нефть в США и Китае, а также из-за напряженной геополитической обстановки и нехватки перерабатывающих и снабженческих ресурсов в некоторых регионах, являющихся крупными потребителями нефти, цены на нефть резко выросли и в октябре достигли исторических рекордных значений в абсолютном выражении. В целях сохранения стабильности на мировых рынках ОПЕК приняла решение об увеличении квот на добычу нефти до 27,0 млн барр. в день начиная с ноября 2004 г. Однако фактические объемы добычи нефти, по данным самой ОПЕК, составляли 29,7 млн барр. в день, 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 нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». Приводимые ниже таблицы отражают средние экспортные цены на нефть в 2002, 2003 и 2004 гг. и цены на нефтепродукты на основе усредненных показателей региона Северной Европы.

	2004	Изменение в % к 2003	2003	Изменение в % к 2002	2002
	(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)				
Нефть марки «Брент»	38,27	33,3%	28,71	14,9%	24,98
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)*	34,50	27,6%	27,03	14,1%	23,68
	(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)				
Мазут 3,5% (ФОб Роттердам)	151,81	2,3%	148,37	15,0%	128,89
Дизельное топливо (ФОб Роттердам)	349,37	37,8%	253,53	21,4%	208,84
Высокооктановый бензин (ФОб Роттердам)	400,33	35,2%	296,13	21,6%	243,62

Источник: Платтс

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

Цены на нефть на внутреннем рынке

Цены на 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 и повышенному предложению в российских регионах. Поскольку практически вся нефть добывается в России такими вертикально интегрированными компаниями, как наша, 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 нефть, но при этом на них также оказывают прямое влияние конкуренция, спрос на местном уровне, а также цены государственных закупок. Доля нефтепродуктов, реализуемых нами на внутреннем рынке, составляет 18,1% от общего объема наших продаж (20,8% в 2003 г.), но представляет 13,8% общей выручки (15,6% в 2003 г.). В целом цены на нефтепродукты, реализуемые на территории России в розницу, сопоставимы с ценами на нефтепродукты на розничном рынке США. Так, например, в 2004 г. розничная цена бензина марки Regular в США составляла около 50 центов за литр, что на 18% выше, чем в 2003 г. Розничная цена бензина аналогичного качества (Аи-95) в центральном регионе России в 2004 г. составляла примерно 47 центов за литр, что на 19% выше, чем за предыдущий год.

Обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции

Значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов выражена в рублях. Поэтому рублевая инфляция и колебания обменного курса могут существенно влиять на результаты наших операций. В частности, укрепление рубля по отношению к доллару отрицательно влияет на нашу операционную прибыль, так как приводит к увеличению наших затрат в долларовом исчислении. Следует отметить, что в течение 2003 и 2004 гг. наблюдался рост обменного курса рубля по отношению к доллару США в отличие от предыдущих лет, когда он снижался.

Приводимая ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России, номинальном изменении курса рубля к доллару США и уровне реального повышения обменного курса рубля к доллару США.

	2004	2003	2002
Рублевая инфляция (ИПЦ)	11,7%	12,0%	15,1%
Номинальное укрепление/(обесценение) курса (рубль к доллару США)	5,8%	7,3%	(5,5)%
Реальное укрепление курса (рубль к доллару США)	18,5%	20,8%	9,2%
Средний обменный курс за период (рубль к доллару США)	28,82	30,69	31,35
Обменный курс на конец периода (рубль к доллару США)	27,75	29,45	31,78

Налоговое бремя

С учетом масштабов деятельности Компании в России наше положение в качестве налогоплательщика во многом определяется налогами, уплачиваемыми в России (на основе данных, составленных в соответствии с российским законодательством, а не ОПБУ США). В 2004, 2003 и 2002 гг. налоги на российскую долю операций составляли более 80% всех наших расходов на уплату налогов.

В дополнение к налогу на прибыль существует целый ряд других российских налогов, базой для уплаты которых является выручка или количественные показатели. Прочие налоги, которые мы выплачиваем, включают:

- налог на добычу полезных ископаемых
- акцизные сборы и экспортные тарифы
- налог на имущество
- налог с продаж и НДС
- единый социальный налог
- прочие местные налоги и сборы

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем налогов, включая налог на прибыль, налоги (кроме налога на прибыль), а также акцизные сборы и экспортные тарифы, поделенный на величину прибыли до налогообложения и уплаты соответствующих налогов и сборов) составляли в 2004, 2003 и 2002 гг. 71%, 64% и 72% соответственно.

Используемые нами меры налогового планирования и контроля основаны на нашем понимании налогового законодательства, действующего на момент осуществления этих мер. Мы являемся объектом регулярных проверок, проводимых налоговыми органами, что представляет собой обычное явление в России, и в отдельных случаях власти пытались облагать нас крупными дополнительными налогами. Мы считаем, что, основываясь на нашем понимании действующего налогового законодательства, мы надлежащим образом выполняли наши налоговые обязательства. Тем не менее соответствующие органы могут по-разному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными.

Средние ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в Российской Федерации, составили в 2004, 2003 и 2002 гг.:

		2004*	Изменение в % к 2003	2003*	Изменение в % к 2002	2002*
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	55,77	83,5%	30,40	59,3%	19,08
Пошлина на экспорт продуктов нефтепереработки						
легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	37,93	38,6%	27,36	(3,7)%	28,40
жидкие топлива (мазут)	долл./т	36,64	33,9%	27,36	91,3%	14,30
Акцизы на продукты нефтепереработки						
высокооктановый бензин	руб./т	3 360,00	12,0%	3 000,00	44,8%	2 072,00
низкооктановый бензин	руб./т	2 460,00	12,3%	2 190,00	44,8%	1 512,00
дизельное топливо	руб./т	1 000,00	12,4%	890,00	44,5%	616,00
моторные масла	руб./т	2 732,00	12,0%	2 440,00	45,2%	1 680,00
Налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	1 052,76	31,4%	801,44	20,1%	667,12

* Средние значения.

Ставки ряда налогов в 2004 г. значительно изменились по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. Так, например, средняя ставка пошлины на экспорт нефти увеличилась по сравнению с 2003 г. на 83,5%. При этом увеличение ставки пошлины примерно на 49% в 2004 г. произошло в результате роста цен на нефть, а оставшиеся 34% связаны с изменением порядка расчета ставки начиная с июня 2004 г. (см. стр. 98). Пошлины на экспорт бензинов, керосина и реактивного топлива, дизельного топлива и газойлей выросли на 38,6%. Акцизы на реализацию нефтепродуктов в России выросли примерно на 12%.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых увеличилась по сравнению с 2003 г. на 31,4% вследствие роста цен на нефть марки «Юралс», а также роста базовой ставки налога.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых определяется следующим образом. Базовая ставка составляет 347 руб. за метрическую тонну добытой нефти (начиная с 1 января 2004 г.; ранее базовая ставка составляла 340 руб.) и в дальнейшем корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и от обменного курса рубля. Ставка налога равна нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода меньше или равна 8 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл./барр. выше установленного минимального уровня (8 долл./барр.) ведет к росту ставки налога на 1,38 долл./т добычи (или 0,19 долл./барр., если использовать коэффициент пересчета 7,33).

Экспортные пошлины на нефть также зависят от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс». До июня 2004 г. ставка экспортной пошлины на нефть рассчитывалась следующим образом (измененная методика, применяемая с июня 2004 г., приведена на стр. 98 в разделе «Изменения в налоговом законодательстве»). Ставка пошлины равна нулю в том случае, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» меньше или равна 15,00 долл./барр. (109,50 долл./т). Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1,00 долл./барр. в интервале цен от 15,00 долл./барр. до 25,00 долл./барр. (182,50 долл./т) ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,35 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,40 долл./барр. при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр.

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

Ставки налогов, установленных в рублях и пересчитанных по среднему обменному курсу за период, составили:

	2004*	Изменение в % к 2003	2003*	Изменение в % к 2002	2002*
(в долл. США за тонну)					
Акцизы на продукты нефтепереработки					
высокооктановый бензин	116,59	19,3%	97,76	47,9%	66,10
низкооктановый бензин	85,36	19,6%	71,36	48,0%	48,23
дизельное топливо	34,70	19,7%	29,00	47,6%	19,65
моторные масла	94,80	19,2%	79,51	48,4%	53,59
Налог на добычу полезных ископаемых	36,51	39,8%	26,12	22,7%	21,28

* Средние значения.

Изменения в налоговом законодательстве

С 1 января 2005 г. внесены изменения в порядок расчета налога на добычу полезных ископаемых – базовая ставка налога устанавливается на уровне 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти (вместо 400 руб., запланированных ранее), а также нижняя не облагаемая налогом граница повышается до 9,00 долл./барр. В результате дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл./барр. выше установленного минимального уровня (9,00 долл./барр.) ведет к росту ставки налога на 1,61 долл./т добычи (или на 0,22 долл./барр., если использовать коэффициент пересчета, равный 7,33). В случае если цены на нефть марки «Юралс» будут находиться в пределах 35 – 45 долл./барр., рост налога на добычу в результате изменения законодательства составит 12,3 – 13,4%.

Начиная с июня 2004 г. был пересмотрен порядок определения ставок вывозных пошлин на экспорт нефти. Была введена трехуровневая прогрессивная шкала расчета. Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. в интервале цен от 15,00 долл./барр. (109,50 долл./т) до 20,00 долл./барр. (146,00 долл./т) ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,35 долл./барр. В интервале цен от 20,00 долл./барр. до 25,00 долл./барр. (182,50 долл./т) каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,45 долл./барр. Если рыночная цена на нефть марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,65 долл./барр. при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр. В случае, если цена нефти марки «Юралс» будет находиться в пределах 35 – 45 долл./барр., рост экспортных пошлин в результате изменения законодательства составит 40,0 – 47,8%.

Начиная с 1 января 2005 г. акцизы на продукты нефтепереработки в Российской Федерации выросли примерно на 8% и установлены на следующем уровне:

С 1 января 2005 г.		
Акцизы на продукты нефтепереработки		
высокооктановый бензин	руб./т	3 629,00
низкооктановый бензин	руб./т	2 657,00
дизельное топливо	руб./т	1 080,00
моторные масла	руб./т	2 951,00

ОСНОВНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

В 2002 г. Совет директоров одобрил программу развития Компании, в которой были установлены производственные цели на ближайшие 10 лет. В соответствии с ней среднедневная добыча углеводородов Компанией в 2013 г. должна составить примерно 3,0 млн барр. нефтяного эквивалента в день. Это соответствует росту добычи нефти на 42% по отношению к уровню 2002 г. и почти 10-кратному увеличению объемов добычи газа. В 2004 г. мы продолжали реализацию указанной стратегии.

Добыча нефти и газа

В соответствии с нашей долгосрочной стратегией мы увеличили средненежный объем добычи нефти (с учетом нашей доли в добыче зависимых обществ) на 7,2% и добыли в 2004 г. 636 048 тыс. барр. нефти (86 200 тыс. т).

	2004	Изменение в % к 2003	2003	Изменение в % к 2002	2002
Среднедневное производство нефти, включая долю Компании в зависимых обществах (тыс. барр./сут)	1 738	7,2%	1 622	5,0%	1 545
Среднедневное производство нефти, включая долю Компании в зависимых обществах, но не включая нашу долю в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» (тыс. барр./сут)	1 738	7,2%	1 622	5,5%	1 538
Среднедневное производство природного газа, включая долю Компании в зависимых обществах (млн куб. фут/сут)	475	30,5%	364	5,5%	345
Нефть, направленная на переработку на собственных НПЗ (тыс. барр./сут)	869	2,8%	845	0,4%	842

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, остается Западная Сибирь. На месторождениях в Западной Сибири в 2004 г. было добыто 67,5% от общего объема добычи нефти (67,4% в 2003 г.). Рост объемов добычи в Западной Сибири на 8,6% связан с присоединением в 2003 г. к Группе новых нефтедобывающих компаний в этом регионе (в основном за счет присоединения ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК») и с проведением мероприятий по улучшению и оптимизации методов добычи нефти. Органический прирост добычи нефти в результате проведения указанных мероприятий в Западно-Сибирском регионе составил 5,7%. Рост добычи нефти в Республике Коми составил 10,8% и, в основном, стал результатом консолидации ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» – наших нефтедобывающих активов, приобретенных в 2003 г. Органический прирост добычи нефти в Республике Коми составил 1,8%. Ввод в промышленную эксплуатацию новых месторождений в Ненецком автономном округе позволил увеличить добычу в этом регионе более чем в 1,5 раза по сравнению с 2003 г. В третьем квартале 2004 г. мы начали промышленную эксплуатацию месторождения Кравцовское (Д-6), расположенного на шельфе Балтийского моря. В 2004 г. на месторождении добыта 81 тыс. т нефти, к 2007 г. годовая добыча нефти составит 700 тыс. т. Таким образом, в целом органический прирост добычи нефти по Компании составил 5,3% по сравнению с 2003 г.

В приводимой ниже таблице отражены данные по добыче нефти дочерними компаниями Группы по регионам (без учета нашей доли в добыче зависимых обществ) в 2004 и 2003 гг.:

	2004 (тыс. т)	Изменение к 2003			2003 (тыс. т)
		Итого в %	Изменение структуры (тыс. т)	Органический прирост (тыс. т)	
Западная Сибирь	55 630	8,6%	1 464	2 922	51 244
Республика Коми	9 561	10,8%	784	151	8 626
Урал	10 010	0,6%	–	61	9 949
Поволжье	2 969	(0,3)%	–	(8)	2 977
Тимано-Печора (Ненецкий автономный округ)	1 489	55,8%	–	533	956
Прочие регионы России	1 380	11,3%	29	111	1 240
Добыча в России	81 039	8,1%	2 277	3 770	74 992
Добыча за рубежом	1 369	26,8%	–	289	1 080
Итого добыча	82 408	8,3%	2 277	4 059	76 072

В апреле 2005 г. Компания запустила в эксплуатацию Находкинское газовое месторождение. Этот проект является первым шагом по освоению месторождений Большехетской впадины, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе. В 2005-2006 гг. на месторождении планируется добыть до 11 млрд куб. м газа. В 2007 г. месторождение выйдет на проектную мощность с годовым объемом добычи 10 млрд куб. м газа. Освоение месторождений Большехетской впадины является центральным элементом стратегии развития газового бизнеса Компании.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляла закупки нефти у третьих лиц в России и на международных рынках. В России мы в основном приобретаем нефть у зависимых компаний и прочих производителей, включая вертикально интегрированные компании, которые не имеют достаточных мощностей для ее переработки или возможностей для экспорта. Затем мы или перерабатываем, или экспортируем приобретенную нефть. В то же время нефть, приобретенная на международном рынке, как правило, используется в торговых операциях, а также, в некоторых случаях, для поставки на наши зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия.

	2004		2003		2002	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	20 810	2 839	34 436	4 698	37 060	5 056
Закупки нефти за рубежом	64 695	8 826	59 278	8 087	23 676	3 230
Итого закупки нефти	85 505	11 665	93 714	12 785	60 736	8 286

Объем нефти, приобретенной в России в 2004 г., составил 2 839 тыс. т. Уменьшение закупок на 1 859 тыс. т по сравнению с аналогичным периодом прошлого года объясняется тем, что в 2003 г. большая часть нефти приобреталась у зависимых компаний, которые во втором полугодии 2003 г. стали дочерними. Объемы закупок нефти на международных рынках выросли на 739 тыс. т, или на 9,1%, в результате увеличения объема торговых операций.

Переработка и сбыт

Компания владеет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в Европейской части России, и тремя заводами за рубежом – в Болгарии, Украине и Румынии. Румынский НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» до октября 2004 г. находился на реконструкции. В октябре 2004 г. «Петротел-ЛУКОЙЛ» возобновил свою деятельность (см. стр. 93).

Производство нефтепродуктов в 2004 г. выросло на 4,1% в сравнении с 2003 г. При этом российские НПЗ Группы увеличили производство на 3,1%, а зарубежные НПЗ – на 8,8%. Рост выработки нефтепродуктов на зарубежных НПЗ Группы объясняется вводом в эксплуатацию завода «Петротел-ЛУКОЙЛ».

В 2004 г. мы продолжили расширение операций по реализации нефтепродуктов, закупленных у третьих сторон, на рынках Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Северной и Центральной Америки. Торговые операции в основном включают в себя оптовые и бункеровочные операции в Западной Европе и Юго-Восточной Азии. Общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц для перепродажи, составил в 2004 г. 13 767 тыс. т, или на сумму 3 878 млн долл. США (9 134 тыс. т, или на сумму 1 929 млн долл. США, в 2003 г.). Кроме того, Группа закупала нефтепродукты для поставки на принадлежащие Компании сети АЗС в США, странах Балтии и некоторых других регионах. Общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц в рамках данной деятельности, составил в 2004 г. 6 512 тыс. т, или на сумму 2 965 млн долл. США (4 254 тыс. т, или на сумму 1 620 млн долл. США, в 2003 г.).

В России закупки нефтепродуктов не носят систематического характера и используются в основном для покрытия временного недостатка ресурсов внутри Группы.

В следующей таблице представлены данные об объемах переработки нефти, а также об объемах приобретенных нефтепродуктов.

	2004	2003	2002
	(тыс. т)	(тыс. т)	(тыс. т)
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в России	33 438	32 444	32 325
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы за рубежом	7 387	6 789	6 894
Итого производство нефтепродуктов	40 825	39 233	39 219
Закупки нефтепродуктов в России	2 020	1 399	1 125
Закупки нефтепродуктов за рубежом	20 507	14 396	6 274
Итого закупки нефтепродуктов	22 527	15 795	7 399

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России

ЛУКОЙЛ транспортирует большую часть добытой нефти через магистральную трубопроводную систему «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.

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 г. мы ввели в эксплуатацию первую очередь терминала в Высоцке и осуществили первые товарные поставки нефти через этот терминал. В 2004 г. Компания экспортировала, минуя систему «Транснефть» (в том числе через собственную экспортную инфраструктуру), 9,0% общего объема добычи (или 7 389 тыс. т). В основном подобным образом экспортировалась нефть, добытая в Ненецком автономном округе и Калининградской области.

	2004		2003		2002	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	285 204	38 909	240 150	32 763	225 405	30 751
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	54 161	7 389	39 342	5 367	25 479	3 476
Всего экспорт нефти из России	339 365	46 298	279 492	38 130	250 884	34 227

* Включая собственный экспорт зависимых компаний.

В марте 2004 г. пропускная способность Балтийской трубопроводной системы выросла до 42 млн т нефти в год. Это позволило нам увеличить в 2004 г. экспорт нефти через терминал в Приморске более чем в 3 раза по сравнению с прошлым годом. В течение 2004 г. мы экспортировали через Приморск 8 397 млн т нефти.

Рост производства нефтепродуктов в 2004 г., сопровождающийся стабильными продажами на внутреннем рынке, а также ростом закупок нефтепродуктов в России, позволил нам увеличить экспорт нефтепродуктов до 14 млн т, или на 4,0%, по сравнению с 2003 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В приводимой ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированного отчета о прибылях и убытках за указанные периоды. Все суммы выражены в млн долл. США, за исключением прибыли на акцию и статей, выраженных в процентах от выручки.

	2004		2003		2002	
	(млн долл. США)					
Выручка						
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	33 845	99,4%	22 118	99,2%	15 334	99,3%
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	213	0,6%	181	0,8%	115	0,7%
Итого выручка	34 058	100,0%	22 299	100,0%	15 449	100,0%
Затраты и прочие расходы						
Операционные расходы	(2 880)	(8,5)%	(2 546)	(11,4)%	(2 403)	(15,6)%
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	(10 124)	(29,7)%	(5 909)	(26,5)%	(2 693)	(17,4)%
Транспортные расходы	(2 784)	(8,2)%	(2 052)	(9,2)%	(1 414)	(9,2)%
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(2 024)	(5,9)%	(1 800)	(8,1)%	(1 313)	(8,5)%
Износ и амортизация	(1 075)	(3,2)%	(920)	(4,1)%	(824)	(5,3)%
Налоги (кроме налога на прибыль)	(3 505)	(10,3)%	(2 456)	(11,0)%	(1 972)	(12,8)%
Акцизы и экспортные пошлины	(5 248)	(15,4)%	(2 954)	(13,3)%	(1 996)	(12,9)%
Затраты на геолого-разведочные работы	(171)	(0,5)%	(136)	(0,6)%	(89)	(0,6)%
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	–	–	1 130	5,1%	–	–
Убыток от выбытия и обесценения активов	(213)	(0,6)%	(69)	(0,3)%	(83)	(0,5)%
Прибыль от основной деятельности	6 034	17,7%	4 587	20,6%	2 662	17,2%
Расходы по процентам	(300)	(0,9)%	(273)	(1,2)%	(222)	(1,4)%
Доходы по процентам и дивидендам	180	0,5%	139	0,6%	160	1,0%
Прибыли по курсовым разницам	135	0,4%	148	0,7%	40	0,3%
Прочие внеоперационные доходы	21	0,1%	11	0,0%	11	0,1%
Доля миноритарных акционеров	(62)	(0,2)%	(36)	(0,2)%	(69)	(0,5)%
Прибыль до налога на прибыль	6 008	17,6%	4 576	20,5%	2 582	16,7%
Текущий налог на прибыль	(1 614)	(4,7)%	(939)	(4,2)%	(834)	(5,4)%
Отложенный налог на прибыль	(146)	(0,4)%	(68)	(0,3)%	95	0,6%
Итого налог на прибыль	(1 760)	(5,1)%	(1 007)	(4,5)%	(739)	(4,8)%
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	4 248	12,5%	3 569	16,0%	1 843	11,9%
Накопленный эффект от изменения в учетной политике за вычетом налога на прибыль	–	–	132	0,6%	–	–
Чистая прибыль	4 248	12,5%	3 701	16,6%	1 843	11,9%

	2004		2003		2002	
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долл. США):						
Базовая прибыль	5,20		4,52		2,26	
Разводненная прибыль	5,13		4,45		2,26	
Удаление единовременных статей:						
Суммарный эффект от изменения в учетной политике за вычетом налога на прибыль	–	–	(132)	(0,6)%	–	–
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	–	–	(1 130)	(5,1)%	–	–
Единовременные выплаты по урегулированию налоговых требований	–	–	–	–	103	0,7%
Корректировка по пенсиям	–	–	(53)	(0,2)%	39	0,3%
Чистая прибыль за вычетом единовременных статей	4 248	12,5%	2 386	10,7%	1 985	12,9%

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Единовременные статьи расходов и доходов. В 2002 г. эффективная налоговая ставка увеличилась в результате урегулирования претензий налоговых органов в отношении полученных в 2001 г. льгот и освобождений от уплаты налога на прибыль и других налогов. Компания согласилась урегулировать указанные претензии в досудебном порядке и в 2002 г. отразила в отчетности расходы по налогам в сумме 103 млн долл. США.

В 2002 г. мы отразили в отчетности расходы по негосударственному пенсионному обеспечению в размере 82 млн долл. США, в том числе 39 млн долл. США расходов, связанных с корректировкой пенсионных обязательств в результате пересмотра отдельных актуарных предположений, лежащих в основе расчета этих обязательств.

В декабре 2003 г. Компания приняла решение о замене существующего пенсионного плана на план, основной составляющей которого будет план с установленными взносами. В результате корректировки пенсионных обязательств (секвестра) мы отразили прибыль в размере 53 млн долл. США.

Кроме того, чистая прибыль в 2003 г. включает в себя необлагаемую налогом прибыль от продажи нашей доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» в сумме 1 130 млн долл. США.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА 2004 И 2003 ГОДЫ

Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	2004		2003	
	(млн долл. США)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	10 338	30,5%	6 411	29,0%
Экспорт и продажи в странах СНГ	602	1,8%	433	2,0%
Продажи на внутреннем рынке	181	0,5%	374	1,7%
	11 121	32,8%	7 218	32,7%
Нефтепродукты				
Экспорт и реализация на международных рынках				
Оптовая реализация	11 403	33,7%	7 214	32,6%
Розничная реализация	3 914	11,6%	2 266	10,3%
Продажи на внутреннем рынке				
Оптовая реализация	3 429	10,1%	2 608	11,8%
Розничная реализация	1 236	3,7%	842	3,8%
	19 982	59,1%	12 930	58,5%
Нефтехимические продукты				
Экспорт и продажи на международных рынках				
Продажи на внутреннем рынке	1 021	3,0%	671	3,0%
	332	1,0%	251	1,1%
	1 353	4,0%	922	4,1%
Прочие виды продукции				
	1 389	4,1%	1 048	4,7%
Продажи, всего	33 845	100,0%	22 118	100,0%

Объемы продаж	2004		2003	
	(тыс. барр.)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	307 523		246 889	
Экспорт и продажи в странах СНГ	29 877		29 826	
Продажи на внутреннем рынке	11 999		43 826	
Нефть				
	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	41 954	38,6%	33 682	34,3%
Экспорт и продажи в странах СНГ	4 076	3,7%	4 069	4,1%
Продажи на внутреннем рынке	1 637	1,5%	5 979	6,1%
	47 667	43,8%	43 730	44,5%
Нефтепродукты				
	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках				
Оптовая реализация	35 946	33,1%	30 193	30,8%
Розничная реализация	5 480	5,0%	3 802	3,9%
Продажи на внутреннем рынке				
Оптовая реализация	16 981	15,6%	17 967	18,3%
Розничная реализация	2 743	2,5%	2 506	2,5%
	61 150	56,2%	54 468	55,5%
Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	108 817	100,0%	98 198	100,0%

Средние сложившиеся цены реализации	2004		2003	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ)	33,62	246,42	25,97	190,35
Нефть (в странах СНГ)	20,13	147,57	14,50	106,25
Нефтепродукты				
Оптовая реализация		317,24		238,94
Розничная реализация		714,19		596,02
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть	15,09	110,58	8,53	62,54
Нефтепродукты				
Оптовая реализация		201,94		145,15
Розничная реализация		450,64		335,90

В 2004 г. выручка от реализации увеличилась на 11 727 млн долл. США по сравнению с 2003 г., или на 53,0%.

Общий объем реализованных нефтепродуктов и нефти достиг 108,8 млн т, что на 10,8% больше по сравнению с 2003 г. Выручка от продаж нефти выросла на 3 903 млн долл. США, или на 54,1%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 7 052 млн долл. США, или на 54,5%.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла 80,4% в 2004 г. по сравнению с 73,1% в 2003 г.

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- благоприятная ценовая конъюнктура: цены на нефть на мировых рынках достигли своего 10-летнего максимума (см. раздел «Изменение цен нефти и продукции нефтепереработки» на стр. 94)
- увеличение общего объема добычи нефти (см. раздел «Добыча нефти и газа» на стр. 99)
- увеличение объема операций по перепродаже нефти и нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц (см. стр. 100)
- снижение реализации нефти внутри России и рост объемов экспорта (см. раздел «Экспорт нефти и нефтепродуктов из России» на стр. 101)

Реализация нефти

В 2004 г. Компания сократила объем продаж нефти на внутреннем рынке России по сравнению с 2003 г. на 4 342 тыс. т, или на 72,6%. Подобное изменение стало результатом увеличения объемов экспорта российскими предприятиями Группы, а также увеличения объемов нефти, поставленной на переработку на собственные НПЗ.

В 2004 г. мы увеличили объемы экспорта российскими предприятиями Группы на 8 168 тыс. т, что наряду с ростом средней цены реализации нефти на международных рынках (кроме стран СНГ) с 25,97 до 33,62 долл./барр. позволило нам дополнительно получить 2 012 млн долл. США выручки.

Реализация нефтепродуктов

Выручка от реализации нефтепродуктов составила 59,1% от общей выручки (56,2% от общего объема реализации) по сравнению с 58,5% от общей выручки в 2003 г. (55,5% от общего объема реализации).

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 78,30 долл./т, или на 32,8%, по сравнению с 2003 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителям за пределами Российской Федерации, увеличился на 5 753 тыс. т, или на 19,1% (см. также раздел «Переработка и сбыт» на стр. 100). В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов увеличилась на 4 189 млн долл. США, или на 58,1%.

В 2004 г. мы увеличили реализацию нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации на 1 678 тыс. т, или на 44,1% больше, чем в 2003 г. Указанный рост явился результатом развития наших розничных сетей в других странах, а также следствием структурных изменений. В частности, в 2003 г. мы приобрели компанию «Беопелтрол», осуществляющую свою деятельность в Сербии, а в мае 2004 г. – сеть АЗС в США. По состоянию на 31 декабря 2004 г. мы управляли 3 108 АЗС за пределами России по сравнению с 2 560 АЗС по состоянию на 31 декабря 2003 г. Розничная реализация включает в себя в основном продажу автомобильных бензинов и дизельного топлива, а также прочих нефтепродуктов (печного топлива, смазочных материалов и т.д.). Средняя розничная цена выросла до 714,19 долл./т, или на 19,8%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 1 648 млн долл. США, или на 72,7%. Выручка от розничных продаж в 2004 г. составляет 25,6% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках.

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в 2004 г. уменьшилась на 986 тыс. т, или на 5,5%, по сравнению с 2003 г. Снижение реализации обусловлено ростом розничных продаж в России и увеличением экспорта нефтепродуктов. Однако снижение объемов оптовой реализации было компенсировано ростом средней цены на 56,79 долл./т, или на 39,1%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 821 млн долл. США, или на 31,5%.

Розничная реализация в России в 2004 г. увеличилась на 237 тыс. т, или на 9,5%, по сравнению с 2003 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 450,64 долл./т, или на 34,2%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 394 млн долл. США, или на 46,8%. Эта выручка составляет 26,5% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2004 г. По состоянию на 31 декабря 2004 г. наша розничная сеть в России состояла из 1 248 АЗС, по сравнению с 1 246 АЗС на 31 декабря 2003 г.

Реализация продуктов нефтехимии

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 431 млн долл. США, или на 46,7%, в основном за счет увеличения объемов производства до 2 240 тыс. т в 2004 г., или на 7,8%, по сравнению с 2003 г. и роста средних цен реализации.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказанных ею услуг выросла на 341 млн долл. США, или на 32,5%, в результате роста реализации этой продукции и оказания прочих услуг сторонним организациям.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2004 г. увеличилась на 32 млн долл. США, или на 17,7%, по сравнению с 2003 г. в основном благодаря росту чистой прибыли компании ЗАО «Тургай-Петролеум». ЗАО «Тургай-Петролеум», наша 50%-я зависимая компания, является участником совместного предприятия «Тургай-Петролеум», разрабатывающего месторождение Кумколь в Казахстане. Доля Группы в прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» за 2004 г. составила 45 млн долл. США, что на 17 млн долл. США больше, чем за прошлый год.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2004	2003
	(млн долл. США)	
Затраты на добычу	1 556	1 458
Затраты на переработку	551	479
Затраты предприятий нефтехимии	188	149
Прочие операционные расходы	585	460
Итого операционные расходы	2 880	2 546
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	10 124	5 909

По сравнению с 2003 г. объем операционных расходов увеличился на 334 млн долл. США, или на 13,1%.

Затраты на добычу. В состав затрат на добычу входят затраты на 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 на добычу и включены в состав прочих операционных расходов.

Общая величина затрат на добычу нефти выросла по сравнению с прошлым годом на 98 млн долл. США, или на 6,7%. Рост общей суммы затрат на добычу нефти обусловлен увеличением объемов добычи нефти дочерними компаниями Группы с 76,1 млн т в 2003 г. до 82,4 млн т в 2004 г., а также реальным укреплением рубля к доллару США на 18,5% в 2004 г. Несмотря на это, величина удельных затрат на добычу нефти снизилась с 2,61 долл./барр. до 2,58 долл./барр., или на 1,1% (удельные затраты на добычу нефти рассчитаны исходя из усредненного коэффициента пересчета тонн в баррели, равного 7,33). Снижение удельных затрат обусловлено ростом средних дебитов скважин с 9,7 тонн нефти в день в 2003 г. до 10,7 т в день в 2004 г., или на 10,3%, а также реструктуризацией наших нефтедобывающих активов в Пермском регионе.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2004 г. по сравнению с 2003 г. на 72 млн долл. США, или на 15,0%.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 18,7%, или на 63 млн долл. США. В основном это связано с ростом курса рубля относительно доллара США.

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли на 6,3%, или на 9 млн долл. США. В основном это связано с вводом в эксплуатацию после модернизации НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» в Румынии.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились по сравнению с 2003 г. на 39 млн долл. США, или на 25,9%. Это связано с ростом курса рубля относительно доллара США и ростом объемов производства.

Прочие операционные расходы включают в себя стоимость реализуемых добывающими компаниями услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.), а также операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, и величину изменения остатка запасов на торговых предприятиях Группы. Прочие операционные расходы выросли по сравнению с 2003 г. на 125 млн долл. США, или на 27,3%, что связано с изменением запасов нефти и нефтепродуктов в 2004 г.

Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии выросла в 2004 г. на 4 215 США, или на 71,3%, по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов приобретенных нефтепродуктов на 6 394 тыс. т и роста рыночных цен на нефть и продукты нефтепереработки.

Транспортные расходы

Увеличение общего объема продаж повлекло за собой увеличение транспортных расходов. Однако основным фактором роста этих расходов Компании по сравнению с 2003 г. на 732 млн долл. США, или на 35,7%, стал рост тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов.

Рост тарифов в 2004 г. составил: на трубопроводный транспорт – 10,9% (рост тарифа «Транснефти» – 13,3%); на морские перевозки – 46,7% (средневзвешенное изменение тарифа с учетом объемов транспортировки по различным направлениям); на железнодорожные перевозки – 21,6%.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличилась в 2004 г. на 224 млн долл. США, или на 12,4%, по сравнению с 2003 г. 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 18,5% в 2004 г., что было частично компенсировано изменением резерва по сомнительным долгам. В 2004 г. расходы по созданию резерва составили 48 млн долл. США, в то время как в 2003 г. – 79 млн долл. США. Кроме того, в течение 2004 г. Компания начислила вознаграждение менеджменту по программе, основанной на росте курса ее обыкновенных акций, в размере 65 млн долл. США по сравнению с 26 млн долл. США, начисленных в 2003 г.

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 2003 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 155 млн долл. США, или на 16,8%. 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 (кроме налога на прибыль)

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

	2004		2003	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Налог на добычу полезных ископаемых	2 971	–	1 966	–
Социальные налоги и отчисления	302	28	235	21
Налог на имущество	91	20	123	16
Прочие налоги и отчисления	60	33	59	36
	3 424	81	2 383	73
Итого		3 505		2 456

Рост налогов обусловлен главным образом ростом налога на добычу полезных ископаемых на 1 005 млн долл. США. Его размер определяется в зависимости от цены на нефть на мировых рынках (см. раздел «Налоговое бремя» на стр. 96). Социальные налоги и отчисления в России выросли на 67 млн долл. США, или на 28,5%, по сравнению с 2003 г. В соответствии с действующим законодательством Группа пересчитала налог на имущество в России за 2002 и 2003 гг., что привело к снижению расходов по налогу на имущество в 2004 г. на 36 млн долл. США.

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 нефти. По сравнению с прошлым отчетным периодом акцизы и экспортные пошлины увеличились на 2 294 млн долл. США, или на 77,7%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом ставок экспортных пошлин (см. раздел «Налоговое бремя» на стр. 96), а также увеличением объемов экспорта. 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.

	2004		2003	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Акциз и налог на реализацию продуктов переработки	547	1 774	449	1 106
Экспортные пошлины	2 913	14	1 392	7
	3 460	1 788	1 841	1 113
Итого		5 248		2 954

Затраты на геолого-разведочные работы

Затраты на геолого-разведочные работы капитализируются в случае обнаружения коммерческих запасов нефти и газа. В противном случае эти затраты списываются на расходы текущего периода. В 2004 г. общая сумма списанных затрат увеличилась по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 35 млн долл. США, или на 25,7%.

Убыток от выбытия и обесценения активов

Убыток от выбытия и обесценения активов в 2004 г. составил 213 млн долл. США по сравнению с 69 млн долл. США в 2003 г. Во втором квартале 2004 г. мы признали убыток в размере 35 млн долл. США от снижения стоимости вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» в связи с решением о его продаже. В третьем квартале 2004 г. мы признали убыток в размере 70 млн долл. США от обесценения наших вложений в уставный капитал ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» в связи с решением о его продаже. Для подробной информации см. Примечание № 10 «Активы для продажи» к консолидированной финансовой отчетности.

Расходы по процентам

Расходы по уплате процентов выросли в 2004 г. на 27 млн долл. США по сравнению с 2003 г. в основном за счет роста ставки LIBOR в 2004 г.

Налог на прибыль

По сравнению с 2003 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 753 млн долл. США, или на 74,8%, в то время как прибыль до уплаты налогов увеличилась на 1 432 млн долл. США, или 31,3%. Без учета прибы-

ли от продажи доли Группы в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» прибыль до уплаты налогов выросла на 2 562 млн долл. США, или на 74,3%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2004 г. составила 29,3% (в 2003 г. – 29,2%, 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 пределах установленных норм. Кроме того, хотя в консолидированной финансовой отчетности мы признали убыток от снижения стоимости наших вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» и ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение», налог на прибыль в 2004 г. включал в себя налоговые обязательства в размере 28 млн долл. США, относящиеся к указанным сделкам, так как в соответствии с российским законодательством продажа вложений в данные компании привела к возникновению налоговых обязательств, что, в свою очередь, увеличило эффективную ставку налога на прибыль в 2004 г.

Сверка прибыли до налогообложения и прибыли до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА)

	2004	2003
	(млн долл. США)	
Прибыль до налогообложения	6 008	4 576
Увеличивается на:		
износ и амортизацию	1 075	920
расходы по уплате процентов	300	273
доходы по процентам и дивидендам	(180)	(139)
ЕБИТДА	7 203	5 630

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗА 2003 И 2002 ГОДЫ

Выручка от продаж

Продажи по видам продукции	2003		2002	
	(млн долл. США)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	6 411	29,0%	4 171	27,2%
Экспорт и продажи в странах СНГ	433	2,0%	165	1,1%
Продажи на внутреннем рынке	374	1,7%	469	3,1%
	7 218	32,7%	4 805	31,4%
Нефтепродукты				
Экспорт и реализация на международных рынках	9 480	42,9%	6 225	40,6%
Продажи на внутреннем рынке	3 450	15,6%	2 883	18,8%
	12 930	58,5%	9 108	59,4%
Нефтехимические продукты				
Экспорт и продажи на международных рынках	671	3,0%	392	2,6%
Продажи на внутреннем рынке	251	1,1%	134	0,9%
	922	4,1%	526	3,4%
Прочие виды продукции	1 048	4,7%	895	5,8%
Продажи, всего	22 118	100,0%	15 334	100,0%

Объемы продаж	2003		2002	
Нефть	(тыс. барр.)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	246 889		183 826	
Экспорт и продажи в странах СНГ	29 826		13 722	
Продажи на внутреннем рынке	43 826		56 618	
Нефть	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	33 682	34,3%	25 079	31,1%
Экспорт и продажи в странах СНГ	4 069	4,1%	1 872	2,3%
Продажи на внутреннем рынке	5 979	6,1%	7 724	9,6%
	43 730	44,5%	34 675	43,0%
Нефтепродукты	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках	33 995	34,7%	26 284	32,6%
Продажи на внутреннем рынке	20 473	20,8%	19 727	24,4%
	54 468	55,5%	46 011	57,0%
Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	98 198	100,0%	80 686	100,0%

Средние сложившиеся цены реализации	2003		2002	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ)	25,97	190,35	22,69	166,33
Нефть (в странах СНГ)	14,50	106,25	12,00	87,97
Нефтепродукты		278,87		236,85
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть	8,53	62,54	8,28	60,72
Нефтепродукты		168,50		146,14

В 2003 г. выручка от реализации увеличилась на 6 784 млн долл. США по сравнению с 2002 г., или на 44,2%.

Общий объем реализованных нефтепродуктов и нефти достиг 98,2 млн т, что на 21,7% больше по сравнению с 2002 г. Выручка от продаж нефти выросла на 2 413 млн долл. США, или на 50,2%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 3 822 млн долл. США, или на 42,0%.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла 73,1% в 2003 г. по сравнению с 66,0% в 2002 г.

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- рост цен на нефть и нефтепродукты по сравнению с предыдущим периодом (так, например, рост цен на международных рынках на нефть марки «Юралс» (CIF Med) составил 14,1%, на легкие дистилляты – более 20,0%, на мазут – 15,0%)
- увеличение объемов экспорта из России (экспорт нефти увеличился на 24,5%, экспорт нефтепродуктов снизился на 1,1% за счет роста внутреннего потребления)
- увеличение общего объема добычи до 76,1 млн т
- увеличение объема операций по перепродаже нефти и нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц

Снижение продаж нефти на внутреннем рынке за счет роста экспорта и переработки

Компания увеличила объем экспорта нефти из России на 53,7 млн барр. по сравнению с 2002 г. В частности, это стало результатом сокращения объема продаж нефти на внутреннем рынке России по сравнению с 2002 г. на 12,8 млн барр., или на 22,6%.

Увеличение поставок на экспорт, а также рост в 2003 г. по сравнению с прошлым годом средней цены продажи нефти на международных рынках, кроме стран СНГ, с 22,69 долл./барр. до 25,97 долл./барр. и средней цены продажи нефти в странах СНГ с 12,00 долл./барр. до 14,50 долл./барр. позволили дополнительно получить 1,2 млрд долл. США выручки.

Изменение доли нефтепродуктов в общем объеме продаж

Объем реализации нефтепродуктов составил 55,5% от общего объема реализации по сравнению с 57,0% в 2002 г.

Средняя цена реализации нефтепродуктов за пределами России увеличилась на 42,02 долл./т, или на 17,7%. Объем реализации нефтепродуктов за пределами России увеличился на 7 711 тыс. т, или на 29,3%. Это привело к увеличению выручки Компании от продаж нефтепродуктов за пределами России на 3 255 млн долл. США, или на 52,3%.

Выручка Компании от продаж нефтепродуктов за пределами России в 2003 г. включает в себя выручку от розничных продаж в сумме 2 323 млн долл. США. Объем нефтепродуктов, реализованных в розницу, составил 3 926 тыс. т, средняя цена реализации – 591,78 долл./т.

Средняя цена продажи нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличилась на 22,36 долл./т, или на 15,3%. Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличился на 746 тыс. т, или на 3,8%. Соответственно выручка Компании от продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличилась на 567 млн долл. США, или на 19,7%.

Выручка Компании от продаж нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2003 г. включает в себя выручку от розничных продаж в сумме 787 млн долл. США. Объем нефтепродуктов, реализованных в розницу, составил 2 315 тыс. т, средняя цена реализации – 340,08 долл./т.

Увеличение продаж продуктов нефтехимии

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 396 млн долл. США, или на 75,3%, в основном в результате приобретения нефтехимического завода «ЛУКОР» в третьем квартале 2002 г., а также повышения средней цены реализации в 2003 г. по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Увеличение объемов производства продуктов нефтехимии на заводе «ЛУКОР» в 2003 г. привело к увеличению выручки от реализации нефтехимической продукции на 70 млн долл. США.

Увеличение продаж прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции и услуг выросла на 153 млн долл. США, или на 17,2%, в результате реализации прочей произведенной Компанией продукции, а также оказания сторонним организациям услуг по транспортировке и строительству.

Увеличение объема операций по купле-продаже нефти и нефтепродуктов

В соответствии с нашей стратегией в течение 2003 г. Группа продолжала внедрение на международные рынки и развитие марки «ЛУКОЙЛ» на мировом уровне. Мы значительно расширили операции по реализации нефти и нефтепродуктов, закупленных у третьих сторон. В частности, заложили основы деятельности Группы на рынках Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Северной и Центральной Америки. Общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц в рамках данной деятельности, составил 9 134 млн т на сумму 1 929 млн долл. США.

Кроме того, Группа осуществляет закупку нефтепродуктов на рынке США для обеспечения своей розничной сети. Общий объем нефтепродуктов, закупленных в рамках данной деятельности у третьих лиц, в 2003 г. составил 3,1 млн т на сумму 1 068 млн долл. США.

Увеличение доли в прибыли зависимых компаний

Доля в прибыли зависимых компаний составила 181 млн долл. США. Это на 66 млн долл. США больше, чем в предыдущем отчетном периоде. В целом подобное изменение стало результатом получения в 2003 г. значительной прибыли нашими зависимыми нефтедобывающими предприятиями вследствие роста мировых цен на нефть.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2003	2002
	(млн долл. США)	
Затраты на добычу	1 458	1 355
Затраты на переработку	479	417
Затраты на процессинг на зависимых НПЗ	–	131
Затраты предприятий нефтехимии	149	115
Прочие операционные расходы	460	385
Итого операционные расходы	2 546	2 403
Затраты на приобретение нефти и нефтепродуктов	5 909	2 693

По сравнению с 2002 г. операционные расходы увеличились на 143 млн долл. США, или на 6,0%. Затраты на приобретение нефти и нефтепродуктов увеличились на 3 216 млн долл. США (или на 119,4%) по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов операций по купле-продаже нефти и нефтепродуктов.

В ходе подготовки годовой отчетности за 2003 г. Компания улучшила применяемые ею способы сбора и обработки бухгалтерской информации, что позволило нам более точно, чем при составлении промежуточной отчетности, классифицировать выручку и расходы от операций с третьими лицами. Сделанные изменения в классификации доходов и расходов не оказывают влияния на операционную и чистую прибыль Компании ни за отчетный период в целом, ни за периоды, отраженные в промежуточной отчетности. Указанные изменения затрагивают только представление в отчетности прочей выручки и прочих операционных расходов.

В состав **затрат на добычу** входят затраты на текущий и капитальный 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 (электричества, теплоснабжения и т.п.), не относящиеся к основной деятельности, исключены из затрат на добычу и включены в состав прочих операционных затрат.

Следует отметить, что, несмотря на реальное укрепление рубля в течение 2003 г. на 20,8%, средняя величина удельных затрат на добычу нефти практически не изменилась – 2,60 долл./барр. в 2002 г., 2,61 долл./барр. в 2003 г. (удельные затраты на добычу нефти рассчитаны исходя из усредненного коэффициента пересчета тонн в баррели, равного 7,33). Рост общей величины затрат на добычу нефти на 103 млн долл. США, или на 7,6%, обусловлен увеличением объемов добычи нефти дочерними компаниями Группы с 71,3 млн т. в 2002 г. до 76,1 млн т. в 2003 г.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2003 г. по сравнению с 2002 г. на 62 млн долл. США, или на 14,9%. Это, в частности, связано с тем, что операционные расходы ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» стали включаться в общие затраты Группы по переработке с августа 2002 г., то есть когда предприятие получило статус дочернего общества. До этого момента затраты на переработку нефти на ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» включались в затраты по процессингу на зависимых НПЗ. Расходы ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» в 2003 г. составили 66 млн долл. США, в то время как в 2002 г. указанные расходы составляли 18 млн долл. США.

Кроме того, затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли на 9,2%, или на 12 млн долл. США. Это в основном связано с укреплением болгарского лева (курс которого привязан к курсу евро) относительно доллара США на 20,3% за 2003 г.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились по сравнению с 2002 г. на 34 млн долл. США, или 29,6%. Рост затрат связан с приобретением в третьем квартале 2002 г. нефтехимического завода «ЛУКОР». Затраты нефтехимического завода «ЛУКОР» в первом полугодии 2003 г. составили 30 млн долл. США.

Прочие операционные расходы включают в себя стоимость реализуемых добывающими компаниями услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.), а также операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также затраты, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, и величину изменения остатков запасов на торговых предприятиях Группы. Объем прочих операционных расходов увеличился по сравнению с 2002 г. на 75 млн долл. США, или на 19,5%, что связано, в частности, с ростом выручки от реализации прочей продукции, а также с ростом транспортных тарифов и изменением запасов в течение 2003 г.

В состав прочих операционных расходов также включаются расходы (доходы) по негосударственному пенсионному обеспечению. В 2002 г. мы отразили в составе прочих операционных расходов 82 млн долл. США расходов по негосударственному пенсионному обеспечению. В результате пересмотра (секвестра) отдельных актуарных предположений, лежащих в основе расчета наших обязательств по негосударственному пенсионному обеспечению, мы в 2003 г. отразили доход от сокращения указанных обязательств на сумму 6 млн долл. США.

Затраты на приобретение нефти и нефтепродуктов выросли на 3 216 млн долл. США, или на 119,4%, по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов операций по купле-продаже нефти (на 33,0 млн барр.) и нефтепродуктов (на 8,4 млн т), а также изменения соответствующих покупных цен.

Транспортные расходы

Увеличение общего объема продаж и изменение их структуры повлекли за собой увеличение транспортных расходов. Однако основными факторами роста этих расходов Компании по сравнению с 2002 г. на 638 млн долл. США, или на 45,1%, стали рост тарифов на транспортировку и увеличение объема нефти и нефтепродуктов, перевозимых морским, железнодорожным и речным транспортом.

Рост тарифов в 2003 г. составил: на трубопроводный транспорт – 19,0%; на морские перевозки – 50,5% (средневзвешенное изменение тарифа с учетом объемов транспортировки по различным направлениям); на железнодорожные перевозки – 20,2%. При этом объем перевозок морским путем снизился на 3%.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

По сравнению с 2002 г. коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились на 487 млн долл. США, или на 37,1%. 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 по сравнению с 2002 г. на 20,8%. Кроме того, Компания начислила дополнительное вознаграждение руководству в размере около 26 млн долл. США в соответствии с программой компенсации, основанной на цене за акцию. На величину коммерческих, общехозяйственных и административных расходов оказало влияние также изменение резерва по сомнительным долгам. В 2002 г. доход от снижения резерва составил 12 млн долл. США. В 2003 г. расход по созданию резерва составил 79 млн долл. США.

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непромышленного назначения, амортизация нематериальных активов, а также начисление резерва по затратам на

ликвидацию скважин и восстановление месторождений в 2002 г. По сравнению с 2002 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 96 млн долл. США, или на 11,7%. 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 пользователей автодорог, налог на имущество и отчисления в социальные фонды.

	2003		2002	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Налог на добычу полезных ископаемых	1 966	–	1 472	–
Социальные налоги и отчисления	235	21	191	7
Налоги и отчисления в дорожные фонды	–	–	126	–
Налог на имущество	123	16	89	12
Прочие налоги и отчисления	59	36	48	27
	2 383	73	1 926	46
Итого		2 456		1 972

Рост налогов обусловлен главным образом ростом налога на добычу полезных ископаемых на 494 млн долл. США. Размер налога определяется в зависимости от цены на нефть на мировых рынках. Рост расходов на социальные налоги и отчисления на 58 млн долл. США был компенсирован отменой с 1 января 2003 г. налога в дорожные фонды.

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 нефти. По сравнению с 2002 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 958 млн долл. США, или на 48,0%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом ставок экспортных пошлин, а также увеличением объемов нашего экспорта. 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 и роста объемов переработки.

Начиная с 1 января 2003 г. в России был изменен порядок уплаты акцизов на нефтепродукты. В соответствии с этим порядком уплата акциза производится сбытовыми организациями в том случае, если нефтепродукты продаются конечному потребителю. В случае реализации нефтепродуктов оптом другим сбытовыми компаниям акциз не взимается, при выполнении определенных требований, установленных законодательством. Кроме того, сами ставки акцизов увеличились по сравнению с 2002 г. на 44,8%.

	2003		2002	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Акциз и налог на реализацию продуктов переработки	449	1 106	387	811
Экспортные пошлины	1 392	7	796	2
	1 841	1 113	1 183	813
Итого		2 954		1 996

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. В 2003 г. общая сумма таких расходов увеличилась по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 47 млн долл. США.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2003 г. составил 69 млн долл. США (без учета прибыли от продажи доли Группы в СРП «Азери – Чираг – Гюнешли») по сравнению с 83 млн долл. США в 2002 г.

Расходы по уплате процентов

Процентные расходы выросли в 2003 г. на 51 млн долл. США, или на 23,0%, по сравнению с 2002 г. в результате роста объема привлеченных средств, включая остатки на клиентских и депозитных счетах банков, входящих в состав Группы. Так, по состоянию на 31 декабря 2002 г. общая сумма привлеченных средств составляла 4 193 млн долл. США (в том числе остатки на клиентских и депозитных счетах банков – 755 млн долл. США), а по состоянию на 31 декабря 2003 г. – 4 811 млн долл. США (в том числе остатки на клиентских и депозитных счетах банков – 1 007 млн долл. США). Кроме того, в 2003 г. были погашены 1%-ые конвертируемые облигации Компании с балансовой стоимостью 455 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2002 г.

Налог на прибыль

По сравнению с 2002 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 268 млн долл. США, или на 36,3%, в то время как прибыль до уплаты налогов выросла на 1,994 млн долл. США, или на 77,2%. Без учета необлагаемой налогом прибыли от продажи доли Группы в СРП «Азери – Чираг – Гюнешли» прибыль до уплаты налогов выросла на 864 млн долл. США, или на 33,5%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2003 г., без учета прибыли от продажи доли Группы в СРП «Азери – Чираг – Гюнешли», составила 29,2% (в 2002 г. – 28,6%), 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 пределах установленных норм.

Сверка прибыли до налогообложения и прибыли до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА)

	2003	2002
	(млн долл. США)	
Прибыль до налогообложения	4 576	2 582
Увеличивается на:		
износ и амортизацию	920	824
расходы по уплате процентов	273	222
доходы по процентам и дивидендам	(139)	(160)
ЕБИТДА	5 630	3 468

АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2004	2003	2002
	(млн долл. США)		
Денежные средства от основной деятельности	4 180	2 936	2 396
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(3 741)	(2 792)	(2 390)
Денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности	(650)	(4)	96
Чистый долг	2 620	3 376	2 941
Отношение текущих активов к текущим обязательствам	1,89	1,50	1,35
Отношение заемного капитала к собственному капиталу	19%	28%	30%
Отношение долгосрочных заемных средств к сумме собственного капитала и долгосрочных заемных средств	11%	12%	11%
Отношение чистого долга к денежным средствам от основной деятельности	0,63	1,15	1,23

Основным источником денежных средств Компании являются денежные средства, полученные от основной деятельности, которые в 2004 г. составили 4 180 млн долл. США, что на 1 244 млн долл. США больше, чем в 2003 г. В 2004 г. на денежные потоки от операционной деятельности оказали влияние следующие факторы:

- рост выручки от реализации
- рост платежей по налогу на прибыль
- рост объема экспортных операций и, соответственно, осуществление предоплаты по таможенным сборам и экспортным пошлинам, а также по расходам на транспортировку

В 2004 г. Компания использовала 3 725 млн долл. США на капитальные вложения и приобретение долей в других компаниях, а также на прочие инвестиции, что на 381 млн долл. США меньше, чем в 2003 году, благодаря значительному количеству приобретений долей в других компаниях, имевшим место в 2003 г. (см. «Основные события в деятельности Группы» на стр. 92-93). Общий объем капитальных затрат в 2004 г. составил 3 248 млн долл. США, что на 367 млн долл. США больше, чем за аналогичный период 2003 г. Денежные средства, полученные от инвестиционной деятельности в 2003 г., включали в себя 1 337 млн долл. США выручки от продажи нашей доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли». Без учета этой выручки денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, уменьшились в 2004 г. на 388 млн долл. США по сравнению с 2003 г.

В 2004 г. денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 650 млн долл. США, что на 646 млн долл. США больше, чем в 2003 г. Основными факторами увеличения в 2004 г. оттока денежных средств, использованных в финансовой деятельности, являлись: уменьшение объемов заимствований в 2004 г. на 298 млн долл. США; увеличение денежных средств, направленных на выкуп собственных акций, на 134 млн долл. США; а также рост выплат по дивидендам.

Компания выплатила дивиденды по обыкновенным и привилегированным акциям в 2004, 2003 и 2002 гг. в размере 661 млн долл. США, 467 млн долл. США и 423 млн долл. США соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2004 г. долгосрочная задолженность Компании, включая текущую часть, составляла 2 981 млн долл. США по сравнению с 2 803 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 г. Долгосрочная задолженность должна погашаться следующим образом: 372 млн долл. США в 2005 г., 471 млн долл. США в 2006 г., 774 млн долл. США в 2007 г., 390 млн долл. США в 2008 г., 393 млн долл. США в 2009 г. и 581 млн долл. США в последующие годы.

По состоянию на 31 декабря 2004 г. Компания также имела обязательства по краткосрочным займам (без учета текущей части долгосрочных займов) и обязательства по клиентским депозитам и прочим заимствованиям дочерних банков на сумму 893 млн долл. США и 3 млн долл. США соответственно по сравнению с 1 001 млн долл. США и 1 007 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 г. Обязательства по клиентским депозитам и прочим заимствованиям дочерних банков по состоянию на 31 декабря 2004 г. не включают в себя остатки на клиентских депозитах ОАО Банк «Петрокоммерц», доля в котором была продана Группой в третьем квартале 2004 г.

Кроме того, по состоянию на 31 декабря 2004 г. Компания располагала неиспользованными кредитными линиями в различных банках на сумму 502 млн долл. США.

Компания имеет значительные возможности по привлечению заемных средств для удовлетворения непредвиденных потребностей в денежных средствах. Поэтому даже в условиях низких цен на минеральные ресурсы и низкой маржи в сегменте сбыта и переработки Компания будет способна привлечь достаточно заемных средств и изменить структуру капитальных вложений, с тем чтобы продолжать выплачивать дивиденды на обыкновенные акции и поддерживать высокий уровень кредитного рейтинга.

Кредитный рейтинг Компании

Кредитный рейтинг Компании, присвоенный ей Standard & Poor's, составляет BB, что на две позиции ниже суверенного рейтинга России (BBB-). Облигациям, выпущенным Компанией в 2002 г., также подтвержден кредитный рейтинг BB.

В апреле 2005 г. агентством Moody's Компании был присвоен кредитный рейтинг Ba1, что на одну позицию ниже текущего суверенного рейтинга России (Baa3).

Анализ капитальных затрат

	2004	2003	2002
	(млн долл. США)		
Разведка и добыча			
Россия	2 100	1 537	1 078
За рубежом	189	247	333
Итого разведка и добыча	2 289	1 784	1 411
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	749	960	683
За рубежом	409	274	110
Итого переработка, торговля и сбыт	1 158	1 234	793
ИТОГО капитальные затраты*	3 447	3 018	2 204
Приобретение компаний и инвестиции Группы **			
Разведка и добыча			
Россия	23	989	67
За рубежом	143	–	–
Итого разведка и добыча	166	989	67
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	6	23	53
За рубежом	305	257	57
Итого переработка, торговля и сбыт	311	280	110
За минусом приобретенных денежных средств	–	(44)	(4)
ИТОГО	477	1 225	173

* Включая неденежные операции.

** Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей.

В соответствии со стратегией Компании рост добычи нефти на 42% и 10-кратный рост добычи газа к 2013 г. будут приходить на новые регионы, которые мы начали разрабатывать в течение последних нескольких лет. Приведенная ниже таблица раскрывает объемы капитальных вложений в указанные регионы (включены в сегмент разведки и добычи в таблице выше).

Разведка и добыча	2004	2003	2002
Север Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	379	363	338
Ямал	325	116	–
Каспий	77	118	46

Программа капитальных вложений на 2005 г.

По оценкам Компании, капитальные затраты в 2005 г. составят 3 542 млн долл. США (исходя из обменного курса 28,00 руб. за доллар США), что на 21,3% больше, чем в 2004 г. Из них 2 391 млн долл. США, или 67,5% общей суммы, планируется инвестировать в добычу нефти и газа, в том числе 278 млн долл. США – за пределами России. Инвестиции в сегменте разведки и добычи будут направляться на многообещающие проекты в Каспийском регионе и Тимано-Печоре, а также на поддержание и увеличение нефтедобычи на уже эксплуатируемых месторождениях в других регионах. Капитальные затраты в сегменте сбыта и переработки планируются на уровне 614 млн долл. США, из них 171 млн долл. США – за пределами России. Инвестиции в сегменте сбыта и переработки планируется направить на модернизацию нефтеперерабатывающих мощностей, а также мощностей по хранению и реализации нефти и нефтепродуктов. За рубежом инвестиции планируется направить на дальнейшее развитие собственной сбытовой инфраструктуры Группы в США, Венгрии, Румынии и других странах, а также на расширение и реконструкцию нефтеперерабатывающих заводов в Болгарии, Украине и Румынии. Инвестиции в сегменте нефтехимии планируются в размере 76 млн долл. США. Компания может вносить изменения в программу капитальных затрат в зависимости от экономической ситуации и результатов деятельности Группы.

ГАРАНТИИ, ЗАБАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, А ТАКЖЕ УСЛОВНЫЕ ФАКТЫ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Выданные финансовые гарантии

Млн долл. США	Итого	По периодам истечения					
		2005	2006	2007	2008	2009	После
Гарантии по обязательствам зависимых компаний	629	38	120	124	163	105	79
Гарантии по обязательствам третьих лиц	13	10	1	–	–	1	1

По состоянию на 31 декабря 2004 г. Компания имела выданные гарантии на сумму 629 млн долл. США по задолженности зависимых компаний и 13 млн долл. США по задолженности третьих лиц. Гарантии, выданные зависимым компаниям, связаны с займами на капитальные вложения и текущую деятельность. Данные гарантии были выданы с целью повышения кредитоспособности зависимых компаний и снижения процентных ставок. По условиям гарантий платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что зависимые компании не выполняют своих обязательств по займам. Обязательства зависимых компаний не обеспечены залогом. Одна из гарантий обеспечена акциями зависимой компании, находящимися в собственности Компании. Их текущая стоимость по состоянию на 31 декабря 2004 г. составляла 31 млн долл. США. В финансовой отчетности Компании не было начислено обязательств, связанных с вы-

полнением данных гарантий. Дополнительная информация по гарантиям раскрыта в Примечании 18 «Гарантии и поручительства» консолидированной финансовой отчетности.

Анализ балансовых и забалансовых обязательств Компании

Компания и ее дочерние общества имеют значительные обязательства по осуществлению капитальных вложений, связанные с разработкой нефтегазовых месторождений в России. Эти обязательства регулируются законодательно и описаны в лицензионных соглашениях. У Компании имеются также долгосрочные обязательства по аренде заправочных станций на территории США.

Группа в лице своей дочерней компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» владеет и управляет нефтеперерабатывающим заводом в Болгарии. С 2007 г. Болгария вступит в Европейский Союз, поэтому «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» должен обновить свое перерабатывающее оборудование для того, чтобы соответствовать требованиям законодательства Европейского Союза в области качества производимых нефтепродуктов и защиты окружающей среды. Эти требования более строгие, чем существующие требования болгарского законодательства. В настоящее время Руководство производит оценку размера капиталовложений, необходимых для обновления оборудования.

В связи с реализацией ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению на общую сумму 2 637 млн долл. США.

В нижеприведенной таблице представлена информация об общей сумме наших балансовых и забалансовых обязательств.

Млн долл. США	Итого	2005	2006	2007	2008	2009	После
Балансовые обязательства							
Краткосрочная задолженность	893	893	–	–	–	–	–
Долгосрочные банковские займы и кредиты	1 878	324	411	342	331	130	340
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	412	31	43	35	43	35	225
3,5%-ные конвертируемые валютные облигации	380	–	–	380	–	–	–
Прочие облигации	216	–	–	–	–	216	–
Обязательства по лизинговым контрактам	95	17	17	17	16	12	16
ИТОГО	3 874	1 265	471	774	390	393	581
Забалансовые обязательства							
Обязательства по операционной аренде	887	109	86	84	83	83	442
Обязательства по контракту с ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение»	2 637	361	378	571	661	666	–
Обязательства по капитальным вложениям в «Беопетрол» (Сербия)	63	62	1	–	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	525	176	158	81	65	3	42
Обязательства по капитальным вложениям по лицензионным соглашениям в России	1 539	535	381	217	194	95	117
ИТОГО	5 651	1 243	1 004	953	1 003	847	601

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»). В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АГД и АДК. Полная сумма иска составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску АДК к Ответчикам в связи с отсутствием персональной юрисдикции. 22 ноября 2002 г. Окружной суд города Денвер отказал АДК в жалобе о пересмотре решения суда от 15 октября 2002 г. об отказе в рассмотрении дела. В дальнейшем 27 ноября 2002 г. АДК подала апелляцию в Апелляционный суд штата Колорадо. 25 марта 2004 г. Апелляционный суд штата Колорадо утвердил решение Окружного суда от 15 октября 2002 г. 17 апреля 2004 г. АДК подала прошение о повторном слушании, которое 17 июня 2004 г. было отклонено Апелляционным судом. 16 июля 2004 г. АДК подала прошение о вынесении приказа об истребовании дела в Верховный суд штата Колорадо. 10 января 2005 г. Верховный суд штата Колорадо удовлетворил ходатайство АДК и истребовал дело для рассмотрения только одного вопроса: не допустил ли Апелляционный суд ошибки в своем выводе о том, что суд первой инстанции может вынести решение по ходатайству о прекращении в связи с отсутствием персональной юрисдикции, на основании изучения и оценки фактических обстоятельств, но без проведения судебных слушаний. Верховный суд штата Колорадо отклонил прошение АДК о рассмотрении других вопросов, связанных с наличием юрисдикции. Письменные материалы представлены сторонами в Верховный суд штата Колорадо, и на настоящий момент слушания по делу не назначены. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

20 февраля 2004 г. Окружной суд Стокгольма отменил решение Арбитражного трибунала при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты от 25 июня 2001 г., отказавшего в рассмотрении искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на право пользования алмазным месторождением, а также возмещении убытков в размере 492 млн долл. США. В марте 2004 г. АГД подало апелляционную жалобу на решение Окружного суда Стокгольма в Апелляционный суд Швеции. Вынесение судебного акта ожидается в 2005 г. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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

КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ И КАЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РИСКОВ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Риск изменения ставки процента

Компания подвержена риску, связанному с изменением ставки процента в основном в части нашей краткосрочной и долгосрочной задолженности с плавающими процентными ставками. Мы не используем процентные свопы и другие производные финансовые инструменты для хеджирования риска, связанного с изменением процентной ставки по нашим обязательствам с плавающими процентными ставками. С учетом фактических фиксированных процентных ставок и баланса наших обязательств с плавающими процентными ставками по состоянию на 31 декабря 2004 г. изменение процентной ставки на 10% не будет иметь существенного влияния на результаты нашей деятельности.

Риск изменения обменного курса валют

Экономика большинства стран, где Компания ведет свою хозяйственную деятельность, в течение длительного периода времени считалась гиперинфляционной и за последние 10 лет местные валюты этих стран были подвержены существенному обесценению. В результате Компания подвержена риску, связанному с тем, что местная валюта может продолжать обесцениваться в будущем, а это, в свою очередь, может привести к убыткам для Компании в зависимости от чистой позиции по монетарным активам. В настоящее время мы не используем хеджирование для минимизации риска потенциальных убытков. В связи с тем что мы ведем хозяйственную деятельность в различных странах, мы должны также осуществлять операции в различных иностранных валютах. В результате мы подвержены риску изменения обменного курса валют в части денежных потоков, относящихся к реализации, затратам, финансированию и инвестициям. Влияние изменений обменных курсов валют на нашу хозяйственную деятельность может быть различным. Так, в частности, в 2004, 2003 и 2002 гг. Компания отразила прибыль по курсовым разницам, возникшим от переоценки наших монетарных активов и обязательств, в сумме 135 млн долл. США, 148 млн долл. США и 40 млн долл. США соответственно.

Укрепление рубля по отношению к доллару в 2004 г. отрицательно влияло на наши операционную прибыль и денежные потоки, т.к. приводило к увеличению наших затрат в долларовом исчислении и снижению размера нашей экспортной выручки в рублевом эквиваленте. Как упоминалось выше, значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов выражена в рублях. Сохранение в 2005 г. темпов укрепления рубля к доллару на уровне 12% (на основании прогнозов Минэкономразвития о том, что уровень инфляции составит 8,5%, а также предположения, что средний обменный курс рубля к доллару будет находиться на уровне 28,0 руб. за долл. США) может привести к уменьшению нашей операционной прибыли и свободного потока денежных средств на 240 млн долл. США (при неизменности остальных макроэкономических факторов).

Товарные финансовые инструменты

Мы ограниченно используем товарные финансовые инструменты в нашей хозяйственной деятельности. Использование таких инструментов ограничено деятельностью по торговле нефтепродуктами, а также хеджированием ценовых рисков. Это включает фьючерсные и своп контракты вместе с контрактами купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Мы поддерживаем систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, ведению отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. Мы не считаем, что наша деятельность по использованию производных финансовых инструментов может иметь существенное влияние или подвергаться существенному кредитному или рыночному риску наши операции, а также наше финансовое положение или ликвидность. По данным операциям в 2004 г. Компания отразила чистый убыток в размере 55 млн долл. США (37 млн долл. США в 2003 г.). Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженной в отчетности по состоянию на 31 декабря 2004 г., составляла актив в размере 28 млн долл. США (задолженность в размере 1 млн долл. США и 6 млн долл. США в 2003 и 2002 гг. соответственно).

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета требует от руководства выбора принципов учетной политики и использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, выручки и расходов. Детальное описание основных используемых принципов учетной политики содержится в Примечании 2 «Основные принципы учетной политики». Некоторые из этих принципов основаны на профессиональных суждениях и включают в себя элементы неопределенности. Существует вероятность того, что при использовании иных допущений или при иных обстоятельствах суммы, которые были бы отражены в финансовой отчетности, могли бы отличаться от тех, которые включены в финансовую отчетность сейчас.

Использование метода «результативных затрат»

для учета нефтегазодобывающих основных средств

Учет в нефтегазодобывающей индустрии ведется в соответствии со специальными правилами. Затраты на приобретение активов, успешное разведочное бурение, все расходы по разработке месторождений, а также затраты на создание объектов инфраструктуры капитализируются. Затраты на проведение работ по повышению нефтеотдачи пластов и работы, связанные с ремонтом скважин и оборудования скважин, включаются в состав операционных расходов.

Затраты на приобретение активов

По существенным неразработанным месторождениям руководство периодически проводит оценку активов на предмет возможного снижения стоимости, основываясь на данных по разведке и разработке месторождения на момент проведения оценки. По несущественным неразработанным месторождениям руководство использует профессиональные суждения для определения периодического снижения стоимости, которое включается в состав расходов на разведку.

Затраты на разведку

Затраты на бурение разведочных скважин капитализируются до того момента, пока не будет определено, были ли обнаружены экономически извлекаемые резервы нефти или газа. В том случае, если в результате разведочного бурения такие запасы не были обнаружены, затраты на бурение разведочной скважины списываются в составе расходов на разведку. Если в результате бурения разведочной скважины были обнаружены экономически извлекаемые запасы или разведочная скважина находится на территории, где до начала добычи требуются существенные капитальные вложения, затраты на бурение учитываются в составе капитальных вложений до тех пор, пока руководство планирует продолжать работы по разведке и разработке. Учитываемые таким образом затраты не оцениваются на предмет снижения стоимости. Вместо этого руководство постоянно оценивает результаты дополнительных разведочных работ (в том числе сейсмических исследований). Указанные разведочные скважины списываются на затраты (как сухие), когда результаты дополнительных исследований показывают, что проведение дальнейших работ на месторождении не является экономически целесообразным.

Прочие затраты на разведку, включая геологические и геофизические затраты, списываются по мере возникновения.

Доказанные запасы нефти и газа

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. Запасы считаются доказанными в случае, если они являются экономически извлекаемыми на основании данных существующей добычи или тестирования месторождения. Доказанные запасы не включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые могут возникнуть в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных на их экономическую выгоду. Доказанные разработанные запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

Оценки запасов производятся на основании всей имеющейся геологической информации и статистических данных по добыче. Оценки пересматриваются и изменяются по мере необходимости. Оценки запасов могут изменяться в результате изменения цен на нефть и газ, операционных затрат, налогового режима, изменения состояния пластов или изменения в планах Компании.

Группа включила в состав доказанных запасов объемы, которые она собирается извлечь после окончания срока действия своих 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. Мы считаем, что срок действия лицензий будет продлен, что позволит осуществлять добычу и после существующих в настоящее время сроков действия лицензий. Группа находится в процессе переоформления всех своих лицензий по добыче в Российской Федерации. Мы уже переоформили часть этих лицензий и собираемся переоформить все остальные на неопределенное время. На настоящий момент не было ни одного

неудачного запроса на переоформление срока действия лицензий.

Снижение стоимости долгосрочных активов

Долгосрочные активы, используемые в хозяйственной деятельности, оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости, когда какие-либо события или изменения обстоятельств указывают на то, что текущая стоимость группы активов может быть не возмещена. Возмещаемость стоимости активов, используемых Компанией, оценивается путем сравнения учетной стоимости группы активов с прогнозируемой величиной будущих недисконтированных потоков денежных средств, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда текущая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных потоков денежных средств, признается убыток от обесценения путем списания текущей стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных потоков денежных средств. Отдельные активы агрегируются для целей оценки на предмет обесценения на самом низком уровне, для которого существуют независимые потоки денежных средств. Данный уровень определяется на основании профессионального суждения. Величина будущих потоков денежных средств, используемая для расчетов, и оценка справедливой стоимости основываются на профессиональных суждениях относительно будущих объемов производства, цен и расходов с учетом всей имеющейся информации.

Демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидация скважин

В соответствии с законодательством, различными договорами и лицензиями Компания имеет юридические обязательства по демонтажу оборудования, сворачиванию производства и восстановлению окружающей среды по окончании процесса производства. Наиболее существенные обязательства связаны со скважинами и нефтегазодобывающим оборудованием. В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 143 «Учет обязательств, связанных с окончанием использования активов» Компания отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. Вопросы, связанные с внедрением Положения о стандартах финансового учета № 143, освещены в Примечании 2 к консолидированной финансовой отчетности. Процесс оценки будущих затрат, связанных с ликвидацией, включает в себя существенные допущения, сделанные руководством. Большинство данных обязательств будет погашаться в будущем, и законодательство и договоры часто не имеют четкого описания необходимых критериев и методов ликвидации. Технологии, связанные с демонтажом и ликвидацией, находятся в состоянии развития, как и политическая, природоохранная и экономическая среда.

Условные обязательства

На основании профессиональных суждений и интерпретации законодательства Компания должна определять, имеется ли вероятность возникновения какого-либо существенного убытка и может ли величина обязательства быть предварительно оценена. Если убыток наиболее вероятен и может быть определен, то величина убытка отражается в отчете о прибылях и убытках. Руководство Компании постоянно оценивает существующие и потенциальные условные обязательства и производит необходимые начисления в финансовой отчетности.

Пенсионное обеспечение

Оценка пенсионных обязательств, связанных с планом пенсионного обеспечения Компании, определяет суммы, отраженные в финансовой отчетности как обязательства и расходы, связанные с пенсиями. Данная оценка также влияет на взносы Компании в пенсионный план. Актуарная оценка пенсионного обязательства основывается на профессиональных суждениях относительно неопределенных будущих событий, включая расчетную дату выхода на пенсию, уровень зарплаты в момент выхода на пенсию, уровень смертности и ставку рентабельности активов пенсионного плана. Актуарные допущения, использованные при расчете, имеют существенное влияние на финансовую отчетность и финансирование плана в различные годы. Расходы на пенсионное обеспечение существенно зависят от допущений относительно ставки дисконта и расчетной рентабельности активов пенсионного плана. Принимая во внимание особенности методики актуарных расчетов, Компания использует услуги актуарных специалистов для помощи при определении пенси-

онных обязательств.

Изменения в стандартах финансовой отчетности

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 не оказало существенного влияния на финансовые результаты, финансовое состояние и потоки денежных средств Группы.

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

Некоторые из заявлений в настоящем документе не содержат реальных фактов, а носят прогнозный характер. Периодически мы можем делать письменные или устные заявления прогнозного характера в отчетах, направляемых акционерам, и по другим каналам взаимодействия и обмена информацией. Примерами такого рода прогнозных заявлений, в частности, могут служить:

- заявления о наших планах, целях и задачах, в том числе связанных с товарами и услугами
- заявления о будущих результатах хозяйственной деятельности
- информация о допущениях, на основе которых сделаны указанные заявления

Заявления прогнозного характера, которые мы можем периодически делать (но которые не включены в настоящий документ), могут также содержать планируемые или ожидаемые данные о выручке, прибылях (убытках), прибыли (убытке) на акцию, дивидендах, структуре капитала и другие финансовые показатели и коэффициенты. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует», и сходные с ними выражения указывают на то, что в данном случае речь идет о прогнозном заявлении, однако это не единственный способ указать на прогнозный характер той или иной информации. В силу своей специфики прогнозные заявления связаны с риском и неопределенностью как общего, так и частного характера. При этом всегда существует риск того, что предварительные оценки, прогнозы, планы и другие прогнозные заявления в реальности не осуществляются. Необходимо иметь в виду, что под влиянием целого ряда существенных обстоятельств фактические результаты могут значительно отличаться от плановых и целевых показателей, ожидаемых результатов, оценок и намерений, содержащихся в прогнозных заявлениях.

К указанным обстоятельствам относятся:

- инфляция, колебания процентных ставок и валютного курса
- цена на нефть
- влияние политики российского Правительства и вносимых в нее изменений
- влияние конкуренции в регионах и сферах деятельности Общества

- влияние изменений в законодательных и иных нормативных актах, правилах налогообложения, стандартах и порядке бухгалтерского учета
- возможности Общества по увеличению доли рынка сбыта выпускаемой продукции и осуществлению контроля за расходами
- приобретение и реализация активов
- изменения в технологиях
- достигнутые Обществом успехи в деле управления рисками, связанными с перечисленными факторами

Приведенный список существенных факторов не является исчерпывающим. При использовании прогнозных заявлений необходимо тщательно учитывать все вышеприведенные факторы, а также другие события и элементы неопределенности, особенно в свете социально-политических, экономических и правовых условий деятельности Общества. Прогнозные заявления действительны только на дату заявления. При безусловном соблюдении всех постоянных обязательств, налагаемых на нас Правилами получения листинга Управления по листингу Великобритании, мы не берем на себя обязательства вносить в такие заявления изменения и дополнения с учетом новой информации, последующих событий или иных факторов. Мы не можем утверждать, гарантировать и предсказывать то, что ожидаемые результаты деятельности, содержащиеся в прогнозных заявлениях, будут в реальности достигнуты. В каждом случае подобные заявления представляют собой только один из многих возможных сценариев развития, поэтому они не должны рассматриваться как наиболее вероятный или типовой сценарий.



КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ЗА 2004 И 2003 ГОДЫ, ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С ОПБУ США

Заключение независимых аудиторов

Совету Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2004, 2003 и 2002 гг. Ответственность за подготовку консолидированной финансовой отчетности несет руководство ОАО «ЛУКОЙЛ». Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита.

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

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2004, 2003 и 2002 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

KPMG Limited

КПМГ Лимитед
Москва, Российская Федерация
24 мая 2005 года

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные балансы по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2004	2003
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	1 257	1 435
Краткосрочные финансовые вложения		149	251
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	3 867	3 790
Запасы	6	1 759	1 243
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		1 242	897
Прочие оборотные активы		300	255
Активы для продажи	10	–	52
Итого оборотные активы		8 574	7 923
Финансовые вложения	7	779	594
Основные средства	8	19 329	16 859
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	138	117
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	9	610	523
Прочие внеоборотные активы		331	558
Итого активы		29 761	26 574
Обязательства и акционерный капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		1 787	1 564
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	1 265	1 412
Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков		3	1 007
Обязательства по уплате налогов		1 238	943
Прочие краткосрочные обязательства		252	345
Итого краткосрочные обязательства		4 545	5 271
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	2 609	2 392
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	698	497
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	307	210
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		338	249
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний		453	483
Итого обязательства		8 950	9 102
Акционерный капитал			
Обыкновенные акции	15	15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров		(706)	(435)
Добавочный капитал		3 564	3 522
Нераспределенная прибыль		17 938	14 371
Прочий накопленный совокупный убыток		–	(1)
Итого акционерный капитал		20 811	17 472
Итого обязательства и акционерный капитал		29 761	26 574

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
Хоба Л.Н.



Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2004, 2003 и 2002 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2004	2003	2002
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	22	33 845	22 118	15 334
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	213	181	115
Итого выручка		34 058	22 299	15 449
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(2 880)	(2 546)	(2 403)
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии		(10 124)	(5 909)	(2 693)
Транспортные расходы		(2 784)	(2 052)	(1 414)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(2 024)	(1 800)	(1 313)
Износ и амортизация		(1 075)	(920)	(824)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(3 505)	(2 456)	(1 972)
Акцизы и экспортные пошлины		(5 248)	(2 954)	(1 996)
Затраты на геолого-разведочные работы		(171)	(136)	(89)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	–	1 130	–
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(213)	(69)	(83)
Прибыль от основной деятельности		6 034	4 587	2 662
Расходы по процентам		(300)	(273)	(222)
Доходы по процентам и дивидендам		180	139	160
Прибыль по курсовым разницам		135	148	40
Прочие внеоперационные доходы		21	11	11
Доля миноритарных акционеров		(62)	(36)	(69)
Прибыль до налога на прибыль		6 008	4 576	2 582
Текущий налог на прибыль		(1 614)	(939)	(834)
Отложенный налог на прибыль		(146)	(68)	95
Итого расход по налогу на прибыль	13	(1 760)	(1 007)	(739)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике		4 248	3 569	1 843
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль		–	132	–
Чистая прибыль		4 248	3 701	1 843
<i>Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)</i>				
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике				
Базовая прибыль	15	5,20	4,36	2,26
Разводненная прибыль	15	5,13	4,30	2,26
Чистая прибыль				
Базовая прибыль	15	5,20	4,52	2,26
Разводненная прибыль	15	5,13	4,45	2,26

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2004, 2003 и 2002 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)**

	2004		2003		2002	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
Находящиеся в обращении на 31 декабря	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(435)		(428)		(403)	
Акции, выкупленные у акционеров	(502)		(368)		(326)	
Продажа акций	231		361		301	
Остаток на 31 декабря	(706)		(435)		(428)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	3 522		3 229		3 044	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	–		38		170	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	42		255		15	
Остаток на 31 декабря	3 564		3 522		3 229	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	14 371	–	11 186	–	9 738	–
Чистая прибыль	4 248	4 248	3 701	3 701	1 843	1 843
Дивиденды по обыкновенным акциям	(681)	–	(516)	–	(395)	–
Остаток на 31 декабря	17 938		14 371		11 186	
Прочий накопленный совокупный убыток, за минусом налога						
Остаток на 1 января	(1)		(2)		(9)	
Курсовая разница от пересчета валют	1	1	1	1	(7)	(7)
Корректировка на минимальные пенсионные обязательства	–	–	–	–	14	14
Остаток на 31 декабря	–		(1)		(2)	
Итого совокупный доход за год		4 249		3 702		1 850
Итого акционерный капитал на 31 декабря	20 811		17 472		14 000	
Движение акций						
	2004		2003		2002	
	(млн штук)		(млн штук)		(млн штук)	
Обыкновенные акции, выпущенные						
Остаток на 1 января		850		850		850
Остаток на 31 декабря		850		850		850
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января		(26)		(27)		(26)
Акции, выкупленные у акционеров		(18)		(19)		(21)
Продажа акций		10		20		20
Остаток на 31 декабря		(34)		(26)		(27)

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»
**Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2004, 2003 и 2002 гг.
(в миллионах долларов США)**

	Примечание	2004	2003	2002
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль		4 248	3 701	1 843
Корректировки по неденежным статьям				
Накопленный эффект от изменения в учетной политике		–	(132)	–
Износ и амортизация		1 075	920	824
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия		(169)	(122)	(100)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	–	(1 130)	–
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		213	69	83
Отложенный налог на прибыль		146	68	(95)
Неденежная (прибыль) убыток по курсовым разницам		(4)	17	(21)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(123)	(64)	(72)
Прочие, нетто		139	80	78
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(694)	(797)	(125)
Краткосрочные кредиты, выданные дочерними банками		(101)	(223)	39
Изменение задолженности по клиентским депозитам дочерних банков		(90)	341	171
Запасы		(571)	(153)	(201)
Кредиторская задолженность		306	186	(273)
Обязательства по уплате налогов		310	284	30
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(505)	(109)	215
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		4 180	2 936	2 396
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Капитальные затраты		(3 248)	(2 881)	(2 072)
Поступления от реализации основных средств		99	62	34
Приобретение финансовых вложений		(540)	(459)	(302)
Поступления от реализации финансовых вложений		242	374	118
Поступления от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	–	1 337	–
Реализация компаний, без учета выбывших денежных средств		183	–	–
Приобретение компаний, без учета приобретенных денежных средств		(477)	(1 225)	(168)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(3 741)	(2 792)	(2 390)

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2004, 2003 и 2002 гг. (продолжение)
(в миллионах долларов США)**

	Примечание	2004	2003	2002
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам		(170)	220	203
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		1 191	1 445	879
Погашение долгосрочных обязательств		(778)	(1 124)	(579)
Дивиденды выплаченные		(661)	(467)	(423)
Поступления от эмиссии обыкновенных акций		–	–	18
Выкуп собственных акций		(502)	(368)	(326)
Поступления от продажи собственных акций		273	290	316
Прочие, нетто		(3)	–	8
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(650)	(4)	96
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		33	43	(20)
Чистое (уменьшение) увеличение денежных средств и их эквивалентов		(178)	183	82
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		1 435	1 252	1 170
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	1 257	1 435	1 252
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		291	320	285
Налог на прибыль уплаченный		1 803	895	875

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

В Российской Федерации происходят политические и экономические изменения, которые повлияли в прошлом и будут влиять в будущем на операции компаний, осуществляющих свою деятельность в данных хозяйственных и экономических условиях. Таким образом, осуществление финансово-хозяйственной деятельности в России связано с существованием рисков, не типичных для других рынков.

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

В настоящую консолидированную финансовую отчетность включены данные о финансовом положении Компании, а также о результатах деятельности ее дочерних компаний, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала и которые находятся под контролем Компании. 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».

Использование оценок

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

Выручка

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

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

Пересчет иностранной валюты

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

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

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

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

По состоянию на 31 декабря 2004, 2003 и 2002 гг. валютный курс составлял 27,75, 29,45 и 31,78 руб. за 1 долл. США соответственно.

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Денежные средства, ограниченные в использовании

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

Дебиторская задолженность и векселя к получению

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

Запасы

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

Финансовые вложения

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

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

Торговые ценные бумаги и ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации, отражаются по справедливой (рыночной) стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию или начисление премий или дисконтов. Нереализованные прибыли или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации, отражаются до момента их реализации как отдельный 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 нефте- и газодобывающих основных средств (основных средств производственного назначения) компании Группы применяют метод «результативных затрат», согласно которому производится капитализация затрат на приобретение месторождений, продуктивных разведочных скважин, всех затрат по разработке месторождений, а также капитализация вспомогательного оборудования. Стоимость разведочных скважин, бурение которых не принесло положительных результатов, списывается на расходы в момент подтверждения непродуктивности скважины. Прочие затраты на разведку, включая расходы на проведение геологических и геофизических изысканий, относятся на расходы по мере их возникновения.

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

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 нефте- и газодобывающие основные средства, прочие основные средства, а также приобретенные нематериальные активы, по которым начисляется амортизация, оцениваются на предмет возможного снижения их стоимости, когда какие-либо события или изменения обстоятельств указывают на то, что балансовая стоимость группы активов может быть не возмещена. Возмещаемость стоимости активов, используемых компанией, оценивается путем сравнения учетной стоимости группы активов с прогнозируемой величиной будущих недисконтированных потоков денежных средств, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных потоков денежных средств, признается убыток от обесценения путем списания балансовой стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных потоков денежных средств. Активы, предназначенные для продажи, отражены в балансе отдельной статьей, 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 разницей между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также и в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы, возместить стоимость активов и погасить обязательства. Изменения величины активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль, обусловленные изменением налоговых ставок, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором указанные ставки были законодательно утверждены.

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, 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 произведено.

Пенсионное обеспечение сотрудников

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

Собственные акции, выкупленные у акционеров

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

Прибыль на акцию

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

Условные события и обязательства

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

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

Расходы на природоохранные мероприятия

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

Использование производных финансовых инструментов

Группа принимает определенное ограниченное участие в торговле нефтепродуктами вне своей основной деятельности. Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено указанной 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.

Новые стандарты учета

В январе 2003 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Интерпретацию № 46 «Консолидация компаний с переменной долей участия». 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 этих требований было необходимо провести до 31 марта 2004 г.

Применение Интерпретации № 46 R не оказало существенного влияния на финансовые результаты, финансовое состояние и потоки денежных средств Группы.

Накопленный эффект от изменения в учетной политике

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

Группа отразила корректировку на накопленный эффект от изменения в учетной политике в результате применения данного Положения, увеличивающую чистую прибыль на 132 млн долл. США (за вычетом налога на прибыль в сумме 46 млн долл. США), включая долю Группы от применения данного Положения зависимыми компаниями. Эффект от применения данного Положения также включает увеличение остаточной стоимости основных средств на сумму 330 млн долл. США, доли миноритарных акционеров – на 12 млн долл. США, долгосрочных активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль – на 46 млн долл. США (свернуто) и обязательств, связанных с окончанием использования активов, – на 140 млн долл. США.

Если бы Положение № 143 применялось с 1 января 2002 г., чистая прибыль Группы за 2002 г. была бы на 24 млн долл. США больше, чем чистая прибыль, отраженная в отчетности за 2002 г. Базовая и разводненная прибыль Группы на одну обыкновенную акцию за 2002 г. были бы на 0,03 долл. США больше, чем отражено в отчетности.

Сравнительные данные

В течение отчетного периода Группа изменила порядок отражения авансов, выданных на приобретение основных средств. 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 также переклассифицированы для соответствия представленным данным отчетного периода.

Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Денежные средства в рублях	218	258
Денежные средства в иностранной валюте	557	510
Денежные средства дочерних банков в рублях	–	437
Денежные средства дочерних банков в иностранной валюте	176	230
Денежные средства в зависимых банках в рублях	255	–
Денежные средства в зависимых банках в иностранной валюте	51	–
Итого денежные средства и их эквиваленты	1 257	1 435

Примечание 4. Неденежные операции

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

	2004	2003	2002
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	123	64	72
Погашение облигаций за счет акций Компании	–	395	152
Итого неденежные операции	123	459	224

В приведенной ниже таблице отражены неденежные операции в инвестиционной деятельности.

	2004	2003	2002
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	3 741	2 792	2 390
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	123	64	72
Чистые денежные средства и неденежные расчеты по инвестиционной деятельности	3 864	2 856	2 462

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 85 и 90 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. соответственно)	2 316	1 829
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 302	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 31 декабря 2004 и 2003 гг. соответственно)	25	549
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 66 и 63 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. соответственно)	224	327
Итого дебиторская задолженность и векселя к получению	3 867	3 790

Примечание 6. Запасы

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Нефть и нефтепродукты	1 310	789
Материалы для добычи и бурения	162	174
Материалы для нефтепереработки	49	40
Прочие товары, сырье и материалы	238	240
Итого запасы	1 759	1 243

Примечание 7. Финансовые вложения

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	559	384
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	197	116
Прочие долгосрочные финансовые вложения	23	94
Итого долгосрочные финансовые вложения	779	594

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.

	2004		2003		2002	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	2 885	1 313	1 676	757	1 516	660
Прибыль до налога на прибыль	761	392	444	235	333	171
Минус налог на прибыль	(362)	(179)	(106)	(54)	(109)	(56)
Чистая прибыль	399	213	338	181	224	115

	По состоянию на 31 декабря 2004		По состоянию на 31 декабря 2003	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	2 727	832	659	289
Основные средства	2 073	1 081	2 180	1 146
Прочие внеоборотные активы	457	77	52	24
Итого активов	5 257	1 990	2 891	1 459
Краткосрочные займы и кредиты	1 803	396	374	159
Прочие краткосрочные обязательства	692	320	310	143
Долгосрочные займы и кредиты	1 455	705	1 449	766
Прочие долгосрочные обязательства	23	10	16	7
Чистые активы	1 284	559	742	384

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	По состоянию на 31 декабря 2004	По состоянию на 31 декабря 2003	По состоянию на 31 декабря 2004	По состоянию на 31 декабря 2003
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	13 421	12 607	6 063	5 294
Европейская часть России	11 237	10 725	6 434	5 962
За рубежом	1 459	1 065	1 305	994
Итого	26 117	24 397	13 802	12 250
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	28	52	23	41
Европейская часть России	5 765	5 269	3 489	3 159
За рубежом	2 824	2 111	1 734	1 123
Итого	8 617	7 432	5 246	4 323
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	154	132	77	64
Европейская часть России	195	208	158	169
За рубежом	62	84	46	53
Итого	411	424	281	286
Итого основные средства	35 145	32 253	19 329	16 859

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

По состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 317 млн долл. США и 220 млн долл. США соответственно, из которых 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» по состоянию на каждую отчетную дату. Изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в 2004 г. в основном связаны с возникновением новых обязательств, увеличением ранее признанных обязательств с течением времени и изменением обменного курса.

В апреле 2005 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Позицию сотрудников Комитета (далее – «Позиция») № 19-1 «Учет затрат по временно оставленным разведочным скважинам». Позиция № 19-1 вносит изменения в Положение № 19 «Учет и отчетность компаний нефтегазовой промышленности» в части критериев капитализации расходов, связанных с разведочными скважинами и стратиграфическими скважинами разведочного типа. С учетом этих изменений Положение № 19 позволяет продолжать капитализировать стоимость данных расходов более одного года при выполнении следующих условий: а) скважина обнаружила достаточный объем запасов, чтобы оправдать ее перевод в состав добывающих скважин; б) компания проводит достаточные мероприятия для оценки запасов, а также экономической и технической целесообразности проекта. В случае, если какое-либо из условий не выполняется или если компания обнаруживает информацию, которая приводит к существенным сомнениям в экономической или технической целесообразности проекта, разведочная скважина признается обесцененной и ее стоимость, за минусом ликвидационной стоимости, должна быть отнесена на расходы. Позиция № 19-1 также требует дополнительного раскрытия информации, связанной с такими скважинами. Позиция № 19-1 вступает в силу в первый отчетный период, начинающийся после 4 апреля 2005 г.

Руководство считает, что пересмотренные учетные требования не будут иметь существенный эффект на финансовую отчетность Группы.

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	127	105
Лицензии и прочие нематериальные активы	66	31
Деловая репутация	417	387
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	610	523

Изменения в текущей стоимости деловой репутации за 2004 г. приведены ниже.

Сальдо на 1 января 2004 г.	387
Деловая репутация, приобретенная в течение года	30
Сальдо на 31 декабря 2004 г.	417

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

Примечание 10. Активы для продажи

В ноябре 2004 г. Компания заключила соглашение о продаже своей 100%-й дочерней буровой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» и ее дочерних обществ (далее – «ЛУКОЙЛ-Бурение») за 69 млн долл. США. Условия договора требуют заключения пятилетнего контракта на обеспечение Группы услугами по бурению (Примечание 19 «Условные события и обязательства») и пересмотра условий финансирования, ранее предоставленного Группой компании «ЛУКОЙЛ-Бурение». Сделка была завершена в конце декабря 2004 г. Группа отразила убыток от обесценения, относящийся к этой операции, в сумме 70 млн долл. США.

В августе 2004 г. Компания заключила соглашение на продажу своей доли в размере 99% в ОАО Банк «Петрокоммерц» (далее – «Банк») за 214 млн долл. США группе компаний, принадлежащей связанной стороне, чье руководство включает некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров. Компания использовала независимую оценку при определении цены продажи. Сделка предусматривает два этапа. Первый этап, представляющий продажу 78% доли Группы за 169 млн долл. США, был завершен 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 завершен до конца июня 2007 г. Группа отразила убыток от обесценения, относящийся к этой операции, в сумме 35 млн долл. США.

Группа использует метод долевого участия для учета своей оставшейся 21% доли в уставном капитале Банка, при этом балансовая стоимость финансового вложения ограничена ценой продажи в соответствии с контрактом. По состоянию на 31 декабря 2004 г. балансовая стоимость вложения Группы в Банк составляла 45 млн долл. США и была учтена в строке «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

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%-й доли Группы в соглашении о разделе продукции, оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания, в сумме 1 337 млн долл. США. Чистая прибыль в результате этой сделки в 2003 г. составила 1 130 млн долл. США. Эта прибыль была включена в операционный сегмент «Разведка и добыча» и географический сегмент «За рубежом» Примечания 22 «Сегментная информация».

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	875	1 001
Краткосрочные кредиты и займы от связанных сторон	18	–
Текущая часть долгосрочной задолженности	372	411
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	1 265	1 412

Краткосрочные кредиты и займы получены от связанных сторон и 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 2004 и 2003 гг. составляла 5,0% и 4,4% годовых соответственно.

Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 1 878 и 1 604 млн долл. США на 31 декабря 2004 и 2003 гг. соответственно)	2 276	2 322
Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон	14	–
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г.	380	366
Рублевые облигации со ставкой 7,25% и сроком погашения в 2009 г.	216	–
Долгосрочные обязательства по аренде	95	115
Общая сумма долгосрочной задолженности	2 981	2 803
Текущая часть долгосрочной задолженности	(372)	(411)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	2 609	2 392

Долгосрочные займы и кредиты

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США со сроками погашения от 2005 г. до 2017 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 2004 и 2003 гг. составляла 5,57% и 5,15% 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 2004 г. сумма задолженности по этой кредитной линии составляла 50 млн долл. США.

Компания имеет возобновляемые кредитные линии в различных банках с максимальным размером заимствований 440 млн долл. США. Средневзвешенная процентная ставка по этим кредитным линиям на 31 декабря 2004 г. составляла 6,37%. По состоянию на 31 декабря 2004 г. сумма задолженности по этим кредитным линиям составляла 285 млн долл. США.

Компания заключила кредитное соглашение с банком «АБН АМРО» с максимальным размером заимствований 765 млн долл. США. В соответствии с соглашением процент по этому кредиту составляет ЛИБОР плюс 2% по первым 465 млн долл. США и ЛИБОР плюс 2,5% – по оставшимся 300 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2004 г. сумма задолженности по этому кредиту составляла 765 млн долл. США.

Компания заключила кредитное соглашение с банком «Райффайзен Центральбанк Австрия АГ» с максимальным размером заимствований 300 млн долл. США. В соответствии с соглашением процент по этому кредиту составляет ЛИБОР плюс 3,5%. По состоянию на 31 декабря 2004 г. сумма задолженности по этому кредиту составляла 129 млн долл. США.

Компания Группы заключила кредитное соглашение, организованное банком «Кредит Свисс Ферст Бостон», с максимальным размером заимствований 225 млн долл. США. В соответствии с соглашением процент по этому кредиту составляет ЛИБОР плюс 4,7%. По состоянию на 31 декабря 2004 г. задолженность компании Группы по этому кредиту составляла 225 млн долл. США.

Компания заключила кредитное соглашение с банком «Кредит Свисс Ферст Бостон» с максимальным размером заимствований 200 млн долл. США. В соответствии с соглашением процент по этому кредиту составляет ЛИБОР плюс 3,7%. По состоянию на 31 декабря 2004 г. сумма задолженности по этому кредиту составляла 73 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2004 г. Группа имела задолженность по кредитам различных банков с фиксированными условиями в сумме 749 млн долл. США со сроками погашения от 2005 г. до 2017 г. Средневзвешенная процентная ставка по этим кредитам на 31 декабря 2004 г. составляла 5,45%.

Конвертируемые облигации в долларах США

29 ноября 2002 г. одна из компаний Группы выпустила 350 000 3,5%-х конвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. США каждая, обмениваемых на глобальные депозитарные расписки (далее – ГДР) из расчета 12,112 (ранее – 11,948) ГДР за облигацию, со сроком погашения 29 ноября 2007 г. Эти облигации могут конвертироваться в ГДР с 9 января 2003 г. до наступления срока их погашения. Каждая ГДР может быть обменена на четыре обыкновенные акции Компании. Облигации, не конвертированные на дату их погашения, должны быть погашены денежными средствами. По данным облигациям в момент наступления срока погашения сумма погашения составит 120,53% от номинальной стоимости. С определенными ограничениями компания Группы может погашать облигации денежными средствами до наступления срока их погашения, однако при этом она должна будет уплатить соответствующие штрафы за досрочное погашение. Балансовая стоимость облигаций увеличивается до суммы погашения. Начисление увеличения до суммы погашения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

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

Рублевые облигации

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

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению долгосрочных долговых обязательств в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 372 млн долл. США в 2005 г., 471 млн долл. США в 2006 г., 774 млн долл. США в 2007 г., 390 млн долл. США в 2008 г., 393 млн долл. США в 2009 г. и 581 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 13. Налоги

Деятельность Группы подлежит налогообложению в различных юрисдикциях как в Российской Федерации, так и за ее пределами, 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, как «Акцизы и экспортные пошлины» по акцизам, экспортным пошлинам и налогам на реализацию нефтепродуктов и как «Налоги, кроме налога на прибыль» по прочим налогам. По каждой категории итоговая сумма налога включает суммы налогов, взимаемых по различным ставкам в разных юрисдикциях.

Деятельность в Российской Федерации облагается федеральной и местной ставкой налога, которая суммарно составляет 9,5%, и региональной ставкой налога, которая варьируется от 10,5% до 14,5%, по усмотрению региональных органов власти. Практически все операции Группы в Российской Федерации облагались по суммарной налоговой ставке 24%.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2004 г.), ни сейчас в налоговом законодательстве Российской Федерации не было и нет положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем зачета в счет данной прибыли убытков другой компании Группы. Убытки какой-либо российской компании Группы для целей налогообложения могут полностью или частично зачитываться этой компанией в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка, при соблюдении требования, в соответствии с которым сумма зачета не превышает 30% налогооблагаемой прибыли года, в котором производится данный зачет.

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

	2004	2003	2002
По России	5 167	3 298	2 292
За рубежом	841	1 278	290
Прибыль до налога на прибыль	6 008	4 576	2 582

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2004	2003	2002
Текущий налог на прибыль			
По России	1 511	883	821
За рубежом	103	56	13
Итого текущий налог на прибыль	1 614	939	834
Отложенный налог на прибыль			
По России	76	49	(67)
За рубежом	70	19	(28)
Итого отложенный налог на прибыль	146	68	(95)
Итого налог на прибыль	1 760	1 007	739

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.

	2004	2003	2002
Прибыль до налогообложения	6 008	4 576	2 582
Условная сумма налога по установленной ставке	1 442	1 098	620
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	301	168	155
влияния различия налоговых ставок в России и за рубежом	(19)	(18)	(77)
необлагаемой налогом прибыли от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	–	(271)	–
влияния курсовых разниц	6	3	5
изменения величины оценочного резерва	30	(1)	(25)
прочего	–	28	61
Итого налог на прибыль	1 760	1 007	739

В состав прочих налогов входят:

	2004	2003	2002
Налог на добычу полезных ископаемых	2 971	1 966	1 472
Налог на пользователей автодорог	–	–	126
Социальные налоги и отчисления	330	257	198
Налог на имущество	111	139	101
Прочие налоги и отчисления	93	94	75
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	3 505	2 456	1 972

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Прочие оборотные активы	69	76
Долгосрочный актив по отложенному налогу на прибыль	138	117
Прочие краткосрочные обязательства	(16)	(15)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(698)	(497)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(507)	(319)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Дебиторская задолженность	18	46
Долгосрочные обязательства	111	97
Запасы	29	19
Основные средства	115	56
Кредиторская задолженность	19	31
Финансовые вложения	5	4
Перенос убытков прошлых периодов	131	71
Прочие	51	17
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	479	341
Минус оценочный резерв	(70)	(40)
Активы по отложенному налогу на прибыль	409	301
Основные средства	(714)	(518)
Кредиторская задолженность	(5)	(3)
Дебиторская задолженность	(8)	(13)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(72)	(19)
Запасы	(17)	(25)
Финансовые вложения	(83)	(37)
Прочие	(17)	(5)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(916)	(620)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(507)	(319)

По состоянию на 31 декабря 2004 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 3 511 млн долл. США, по которой не создавался резерв по отложенному налогу на прибыль, поскольку распределение прибыли отложено на неопределенный период из-за реинвестирования. Поэтому суммы нераспределенной прибыли рассматриваются как постоянные инвестиции. Рассчитывать сумму обязательства по отложенному налогу по этой сумме представляется нецелесообразным.

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

На основании данных прошлых периодов и прогнозов относительно размера налогооблагаемой прибыли будущих периодов, в течение которых могут быть реализованы активы по отложенному налогу на прибыль, руководство считает более вероятным, чем нет, получение компаниями Группы по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. экономической выгоды от восстановления временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2004 г. сумма налоговых льгот по накопленным убыткам Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 497 млн долл. США, из которых 8 млн долл. США должны быть использованы до 2010 г., 167 млн долл. США – до 2013 г., 49 млн долл. США – до 2014 г. и 273 млн долл. США не ограничены сроком использования.

Примечание 14. Пенсионное обеспечение

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого является пенсионный план с установленными выплатами, действие которого распространяется на большую часть персонала Группы. Данный план, управляемый некоммерческой организацией «Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (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.

В декабре 2003 г. Компания приняла решение о замене существующего пенсионного плана другим. Основной составляющей нового плана является план с установленными выплатами, который позволит работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получить при выходе на пенсию единовременный взнос от Компании, равный взносу работников, но не более 7% от их годовой заработной платы. У работников при выходе на пенсию также будет право на получение пенсии из средств, аккумулированных в период действия предыдущего пенсионного плана. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. 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 2004 и 2003 гг. проводилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2004	2003
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	156	228
Влияние курсовых разниц	11	15
Стоимость вклада текущего года службы	7	5
Процентные расходы	14	34
Изменения пенсионного плана	7	(6)
Актуарный убыток (прибыль)	29	(7)
Выплаченные пенсии	(12)	(10)
Прибыль от секвестра	(14)	(103)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	198	156

	По состоянию на 31 декабря	
	2004	2003
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	55	41
Влияние курсовых разниц	4	4
Фактическая рентабельность активов пенсионного плана	8	7
Взносы компаний Группы	14	13
Выплаченные пенсии	(12)	(10)
Активы, переданные в результате урегулирования	(6)	–
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	63	55
Статус фондирования	(135)	(101)
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	54	52
Неотраженная актуарная прибыль	(47)	(78)
Начисленные пенсионные обязательства	(128)	(127)
Суммы пенсионных отчислений, отраженные в консолидированных балансах:		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(128)	(127)
Допущения		
Ставка дисконтирования	9,2%	9,2%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,0%	9,4%

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

В дополнение к активам пенсионного плана, 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 Груп-

пы, 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	
	2004	2003
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	8%	1%
Акции российских эмитентов	19%	7%
Российские муниципальные облигации	6%	2%
Российские корпоративные облигации	23%	34%
Векселя российских эмитентов	6%	47%
Депозиты в банках	8%	0%
Дебиторская задолженность инвестиционных компаний	28%	0%
Прочие активы	2%	9%
	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.

Ниже в таблице приведены целевая и максимальная доли активов в портфеле на 2005 г.

Вид активов	Целевая доля в портфеле на 2005 г.	Максимальная доля в портфеле на 2005 г.
Российские корпоративные облигации	37%	50%
Векселя российских эмитентов	40%	50%
Акции российских эмитентов	13%	50%
Прочие, включая банковские депозиты	10%	50%

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

	2004	2003	2002
Пенсии, заработанные в течение года	7	5	10
Процентные расходы	14	34	52
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(5)	(7)	(6)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	5	19	22
Актuarная (прибыль) убыток	(5)	(4)	4
Прибыль от секвестра	(8)	(53)	–
Итого расходы (доходы) за период	8	(6)	82

Общий взнос работодателя на 2005 г. ожидается в размере 27 млн долл. США.

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

	2005	2006	2007	2008	2009	За годы 2005–2009	За годы 2010–2014
Пенсионные выплаты	15	9	10	9	13	56	59
Прочие долгосрочные выплаты работникам	9	9	10	10	12	50	66
Итого предполагаемые выплаты	24	18	20	19	25	106	125

Примечание 15. 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 нормативно-правовая база, определяющая права акционеров на получение дивидендов, допускает различное толкование этого вопроса.

Согласно данным российской неконсолидированной годовой бухгалтерской отчетности за 2004, 2003 и 2002 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 78 028 млн руб., 48 042 млн руб. и 47 538 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2004, 2003 и 2002 гг. составляет 2 812 млн долл. США, 1 631 млн долл. США и 1 496 млн долл. США соответственно.

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

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

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

Обыкновенные акции

	По состоянию на 31 декабря 2004 (млн штук)	По состоянию на 31 декабря 2003 (млн штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850	850
Акции у дочерних компаний, не входящие в акции в обращении	(5)	(5)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(34)	(26)
Акции в обращении	811	819

Прибыль на одну акцию

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

	2004	2003	2002
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	4 248	3 569	1 843
Накопленный эффект от изменения в учетной политике	–	132	–
Чистая прибыль	4 248	3 701	1 843
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
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 1% годовых и сроком погашения в 2003 г.	–	13	23
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% годовых и сроком погашения в 2007 г.	27	27	1
Итого разводненная прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	4 275	3 609	1 873
Итого разводненная чистая прибыль	4 275	3 741	1 873
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	817 294	819 169	813 832
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тыс. штук)	16 847	20 977	13 942
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	834 141	840 146	827 774

Примечание 16. Финансовые инструменты

Производные финансовые инструменты

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено определенной деятельностью по торговле нефтепродуктами вне своей обычной деятельности, а также хеджированием ценовых рисков и включает в себя использование фьючерсных и своп контрактов вместе с контрактами купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа поддерживает систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. Группа не считает, что ее деятельность по использованию производных финансовых инструментов может иметь существенное значение или подвергать риску ее операции, финансовое положение или ликвидность. По данным операциям в течение 2004, 2003 и 2002 гг. Группа отразила чистый убыток в размере 55 млн долл. США, 37 млн долл. США и 5 млн долл. США соответственно. Справедливая чистая стоимость контрактов с производными финансовыми инструментами, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг., составляла актив в размере 28 млн долл. США и задолженность в размере 1 млн долл. США соответственно.

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 приме-

нением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций. Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств в результате дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. составила 3 124 млн долл. США и 2 851 млн долл. США соответственно. Эта стоимость включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

Примечание 17. Приобретение новых компаний

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

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

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 19 «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 (из которых 61 млн долл. США представлял собой погашение кредитов, выданных предыдущими собственниками компании). «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 зарегистрирована 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.

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.

Примечание 18. 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	
	2004	2003
Гарантии по задолженности зависимых компаний	629	718
Гарантии по задолженности третьих сторон	13	63
Итого гарантии выданные	642	781

Гарантии по кредитам

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2004 г. составляла 768 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 2004 г. общая сумма гарантии Компании составила 485 млн долл. США, в том числе 70 млн долл. США, относящиеся к задолженности по процентам на сумму неоплаченного долга. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств в сроки погашения кредитной линии. Обязательства «ЛУКАРКО» и гарантия Компании не обеспечены залогом. По состоянию на 31 декабря 2004 г. вероятность того, что Компания должна будет платить по данной гарантии, не является высокой, поэтому никаких обязательств по выполнению данной гарантии не было отражено.

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 2004 г. задолженность ЗАО «Север-ТЭК» по этому кредиту составляла 175 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 дека-

бря 2004 г. общая сумма гарантии Компании составила 88 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 2004 г. составляла около 31 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2004 г. вероятность того, что Компания должна будет платить по данной гарантии, не является высокой, 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 Эйч-Эс-Би-Си возмещение всех платежей в рамках договора банковской гарантии. По состоянию на 31 декабря 2004 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 2004 г. вероятность того, что Компания должна будет платить по данной гарантии, не является высокой, поэтому никаких обязательств по выполнению данной гарантии не было отражено.

Примечание 19. Условные события и обязательства

Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы

Группа в лице своей дочерней компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» владеет и управляет нефтеперерабатывающим заводом в Болгарии. С 2007 года Болгария вступит в Европейский Союз, поэтому «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» должен модернизировать свое перерабатывающее оборудование для того, чтобы соответствовать требованиям законодательства Европейского Союза в области качества производимых нефтепродуктов и защиты окружающей среды. Эти требования более строгие, чем существующие требования болгарского законодательства. В настоящее время Руководство производит оценку размера капитальных затрат, необходимых для модернизации оборудования.

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 сеть заправок станций в Сербии (Примечание 17. Приобретение новых компаний). По состоянию на 31 декабря 2004 г. обязательства Группы по данному соглашению составили 63 млн долл. США.

В соответствии с лицензионными соглашениями Группа должна осуществить инвестиции в Российской Федерации в размере 1 422 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 117 млн долл. США в последующие годы.

В связи с реализацией «ЛУКОЙЛ-Бурение» (Примечание 10. Активы для продажи) Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению на общую сумму 2 637 млн долл. США. По этому контракту «ЛУКОЙЛ-Бурение» окажет Группе услуги на сумму 361 млн долл. США в 2005 г., 378 млн долл. США в 2006 г., 571 млн долл. США в 2007 г., 661 млн долл. США в 2008 г. и 666 млн долл. США в 2009 г.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 525 млн долл. США в течение последующих 33 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 в альянсе с «КонокоФиллипс» активно отстаивает свои законные права по данному контракту (Примечание 20 «Операции со связанными сторонами»).

Обязательства по операционной аренде

Компания Группы имеет обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций, в размере 887 млн долл. США в течение последующих 11 лет. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2004 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2004
2005	109
2006	86
2007	84
2008	83
2009	83
в последующие годы	442

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 ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, существует страхование 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 в Российской Федерации и других странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность, находится на стадии разработки, поэтому компании Группы проводят оценку обязательств по природоохранной деятельности по мере изменения законодательства.

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

Активы социального назначения

Компании Группы как в Российской Федерации, так и в других странах выделяют средства на спонсорскую поддержку государственных проектов, объектов местной инфраструктуры и социальное обеспечение своих сотрудников. Такие вложения включают отчисления на строительство, развитие и содержание жилищного фонда, больниц, транспорта, зон отдыха,

а также отчисления на прочие социальные нужды. Объем подобного финансирования определяется руководством Группы на регулярной основе и капитализируется либо относится на затраты по мере возникновения.

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. В Российской Федерации налоговый год остается открытым для проверки налоговыми органами в течение трех последующих календарных лет, однако, в некоторых случаях налоговый год может быть открыт более длительный период. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают более активную позицию в трактовке и применении налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

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

Группа осуществляла налоговое планирование и 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 на финансовую отчетность, в случае успеха налоговых органов в применении своих трактовок, 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 ОАО «Архангельскгеолдобыча» (АГД), компании Группы, и самой Компании (вместе – «Ответчики»). В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АГД и АДК. Полная сумма иска составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску АДК к Ответчикам в связи с отсутствием персональной юрисдикции. 22 ноября 2002 г. Окружной суд города Денвер отказал АДК в жалобе о пересмотре решения суда от 15 октября 2002 г. об отказе в рассмотрении дела. В дальнейшем 27 ноября 2002 г. АДК подала апелляцию в Апелляционный суд штата Колорадо. 25 марта 2004 г. Апелляционный суд штата Колорадо утвердил решение Окружного суда от 15 октября 2002 г. 17 апреля 2004 г. АДК подала прошение о повторном слушании, которое 17 июня 2004 г. было отклонено Апелляционным судом. 16 июля 2004 г. АДК подала прошение о вынесении приказа об истребовании дела в Верховный суд штата Колорадо. 10 января 2005 г. Верховный суд штата Колорадо удовлетворил ходатайство АДК и истребовал дело для рассмотрения только одного вопроса: не допустил ли Апелляционный суд ошибки в своем выводе о том, что суд первой инстанции может вынести решение по ходатайству о прекращении в связи с отсутствием персональной юрисдикции, на основании изучения и оценки фактических обстоятельств, но без проведения судебных слуша-

ний. Верховный суд штата Колорадо отклонил прошение АДК о рассмотрении других вопросов, связанных с наличием юрисдикции. Письменные материалы представлены сторонами в Верховный суд штата Колорадо, и на настоящий момент слушания по делу не назначены. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

20 февраля 2004 г. Окружной суд Стокгольма отменил решение Арбитражного трибунала при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты от 25 июня 2001 г., отказавшего в рассмотрении искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал при Арбитражном институте Стокгольмской торговой палаты с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на право пользования алмазным месторождением, а также возмещении убытков в размере 492 млн долл. США. В марте 2004 г. АГД подало апелляционную жалобу на решение Окружного суда Стокгольма в Апелляционный суд Швеции. Вынесение судебного акта ожидается в 2005 г. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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

Примечание 20. Операции со связанными сторонами

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

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Также операции со связанными сторонами раскрыты в примечаниях 3, 10, 11, 12, 14, 17, 18 и 23.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 153 млн долл. США, 124 млн долл. США и 148 млн долл. США в 2004, 2003 и 2002 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 63 млн долл. США, 76 млн долл. США и 74 млн долл. США в 2004, 2003 и 2002 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов от связанных сторон составило 770 млн долл. США, 270 млн долл. США и 449 млн долл. США в 2004, 2003 и 2002 гг. соответственно.

Связанными сторонами в 2004, 2003 и 2002 гг. были оказаны строительные услуги на сумму 648 млн долл. США, 451 млн долл. США и 206 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 71 млн долл. США, 99 млн долл. США и 64 млн долл. США в 2004, 2003 и 2002 гг. соответственно.

В 2004, 2003 и 2002 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на 138 млн долл. США, 200 млн долл. США и 161 млн долл. США соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 225 млн долл. США и 243 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2004 и 2003 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 150 млн долл. США и 128 млн долл. США на 31 декабря 2004 и 2003 гг. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2003 г. Правительство Российской Федерации являлось владельцем пакета в 7,6% обыкновенных акций Компании. 29 сентября 2004 г. «КонокоФиллипс» было объявлено победителем аукциона по продаже этого пакета, проводимого Правительством Российской Федерации. Сделка была завершена в октябре 2004 г. Кроме того, Компания и «КонокоФиллипс» сформировали стратегический альянс и объявили о намерении создать совместное предприятие с целью разработки нефтяных месторождений в северной части Тимано-Печорского нефтегазового бассейна (север Европейской части России), а также совместно добиваться права на разработку нефтяного месторождения Западная Курна в Ираке.

Российская Федерация 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 21. Программа вознаграждения

В 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 2004 г. компания Группы приобрела приблизительно 11 млн собственных акций за 269 млн долл. США. Данные акции были включены в состав собственных акций, выкупленных у акционеров. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникает в декабре 2006 г. По состоянию на 31 декабря 2004 г. Группа начислила обязательства по данной программе в сумме 68 млн долл. США. Расходы по данной программе в 2004 г. составили 65 млн долл. США. В 2003 г. по данной программе и предыдущей программе по вознаграждению, которая завершилась в 2003 г., Группа отразила расходы в сумме 26 млн долл. США.

Примечание 22. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2004, 2003 и 2002 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». Теперь эти сегменты были определены на основе различий в характере их операций. Результаты деятельности по установленным сегментам регулярно оцениваются руководством Группы. К сегменту «Разведка и добы-

ча» 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.

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

Сегменты основной деятельности

2004	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 614	30 807	1 384	40	–	33 845
Межсегментная деятельность	8 379	822	13	103	(9 317)	–
Итого выручка от реализации	9 993	31 629	1 397	143	(9 317)	33 845
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	2 610	18 469	1 119	89	(9 283)	13 004
Расходы по процентам	676	377	8	14	–	1 075
Налог на прибыль	76	272	2	93	(143)	300
Чистая прибыль	568	1 159	20	13	–	1 760
Итого активы	1 229	2 956	175	61	(173)	4 248
Итого активы	19 203	20 720	532	3 205	(13 899)	29 761
Капитальные затраты	2 289	1 070	71	17	–	3 447

2003	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 580	19 542	963	33	–	22 118
Межсегментная деятельность	5 702	285	8	46	(6 041)	–
Итого выручка от реализации	7 282	19 827	971	79	(6 041)	22 118
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	2 349	11 323	808	25	(6 050)	8 455
Расходы по процентам	606	304	4	6	–	920
Налог на прибыль	66	199	3	84	(79)	273
Чистая прибыль	381	605	11	10	–	1 007
Итого активы	1 995	1 573	72	99	(38)	3 701
Итого активы	15 851	13 479	282	3 789	(6 827)	26 574
Капитальные затраты	1 784	1 175	39	20	–	3 018

2002	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 264	13 466	581	23	–	15 334
Межсегментная деятельность	3 897	175	4	101	(4 177)	–
Итого выручка от реализации	5 161	13 641	585	124	(4 177)	15 334
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	1 916	6 784	510	63	(4 177)	5 096
Расходы по процентам	602	219	2	1	–	824
Расходы по процентам	157	153	2	42	(132)	222
Налог на прибыль	256	465	4	14	–	739
Чистая прибыль	220	1 583	20	182	(162)	1 843
Итого активы	13 005	10 560	162	4 147	(5 873)	22 001
Капитальные затраты	1 411	706	12	75	–	2 204

Географические сегменты

	2004	2003	2002
Реализация нефти на территории России	181	374	469
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	10 940	6 844	4 336
Реализация нефтепродуктов на территории России	4 665	3 450	2 883
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	15 317	9 480	6 225
Реализация нефтехимии в России	332	251	134
Экспорт нефтехимии и реализация нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	1 021	671	392
Прочая реализация на территории России	713	568	554
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	676	480	341
Итого выручка от реализации	33 845	22 118	15 334

2004	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	698	6 739	26 408	–	33 845
Межсегментная деятельность	4 780	12 081	20	(16 881)	–
Итого выручка от реализации	5 478	18 820	26 428	(16 881)	33 845
Операционные расходы и общая стоимость закупок					
Амортизация и износ	1 457	6 334	22 045	(16 832)	13 004
Амортизация и износ	366	533	176	–	1 075
Расходы по процентам	33	234	92	(59)	300
Налог на прибыль	236	1 351	173	–	1 760
Чистая прибыль	611	3 340	633	(336)	4 248
Итого активы	9 621	20 444	10 663	(10 967)	29 761
Капитальные затраты	1 082	1 767	598	–	3 447

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
Чистый (убыток) 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

Примечание 23. События после отчетной даты

Приобретение компаний

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

В январе 2005 г. компания Группы приобрела дополнительную 22%–ю долю в компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» за 56 млн долл. США (20,7% доля была приобретена у связанной стороны за 52 млн долл. США). Данное приобретение увеличило долю Группы в «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» до 93,2%.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА
(аудит данной информации не проводился)
 (в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

- I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности.
- II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку.
- III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа.
- IV. Информация об объемах запасов.
- V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.
- VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.

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

I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности

По состоянию на 31 декабря 2004 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Всего
Недоказанные запасы нефти и газа	202	666	868	23	891
Доказанные запасы нефти и газа	1 256	23 906	25 162	735	25 897
Накопленные износ и амортизация	(154)	(12 153)	(12 307)	(174)	(12 481)
Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием использования активов	1	70	71	1	72
Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием использования активов	–	(7)	(7)	–	(7)
Чистые капитализированные затраты	1 305	12 482	13 787	585	14 372

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

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

II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку

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

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

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.

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.

2004	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Всего
Доходы					
Выручка от реализации	243	8 841	9 084	754	9 838
Передачи	–	4 456	4 456	47	4 503
Итого доходы	243	13 297	13 540	801	14 341
Затраты на добычу (не включая налоги)	(54)	(1 509)	(1 563)	(62)	(1 625)
Затраты на геологоразведку	(40)	(131)	(171)	(5)	(176)
Амортизация и износ	(28)	(648)	(676)	(39)	(715)
Расход от изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов	–	(8)	(8)	–	(8)
Налоги, кроме налога на прибыль	(2)	(5 544)	(5 546)	(172)	(5 718)
Налог на прибыль	(3)	(1 310)	(1 313)	(315)	(1 628)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	116	4 147	4 263	208	4 471

2003	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Всего
Доходы					
Выручка от реализации	102	5 606	5 708	339	6 047
Передачи	3	2 638	2 641	28	2 669
Итого доходы	105	8 244	8 349	367	8 716
Затраты 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 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	Доля в зависимых компаниях	Всего
Доходы					
Выручка от реализации	176	5 026	5 202	222	5 424
Передачи	5	2 847	2 852	124	2 976
Итого доходы	181	7 873	8 054	346	8 400
Затраты					
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

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

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы за 2004, 2003 и 2002 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
Нефть					
1 января 2002 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
Пересмотр предыдущих оценок	8	(63)	(55)	65	10
Приобретение неизвлеченного сырья*	12	22	34	(1)	33
Увеличение / открытие новых запасов	–	606	606	18	624
Добыча	(11)	(596)	(607)	(28)	(635)
Реализация доказанных запасов	–	(35)	(35)	(2)	(37)
31 декабря 2004 г.	264	15 252	15 516	456	15 972
Доказанные разработанные запасы					
31 декабря 2002 г.	107	9 041	9 148	359	9 507
31 декабря 2003 г.	143	9 792	9 935	272	10 207
31 декабря 2004 г.	124	10 205	10 329	322	10 651

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

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2004, 2003 и 2002 гг. составляла 259 млн барр., 256 млн барр. и 1 089 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разработанных запасах по состоянию на 31 декабря 2004, 2003 и 2002 гг. составляла 125 млн барр., 133 млн барр. и 411 млн барр. соответственно. Вся доля миноритарных акционеров относится к запасам на территории Российской Федерации.

Млрд куб. футов	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
Газ					
1 января 2002 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
Пересмотр предыдущих оценок	(268)	(754)	(1 022)	55	(967)
Приобретение неизвлеченного сырья	1 174	2	1 176	–	1 176
Увеличение / открытие новых запасов	–	93	93	2	95
Добыча	(32)	(133)	(165)	(9)	(174)
Реализация доказанных запасов	–	(4)	(4)	(1)	(5)
31 декабря 2004 г.	3 029	21 356	24 385	213	24 598
Доказанные разработанные запасы					
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
31 декабря 2004 г.	1 363	3 420	4 783	175	4 958

* 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 2004, 2003 и 2002 гг. составляла 20 млрд куб. футов, 21 млрд куб. футов и 5 621 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разработанных запасах по состоянию на 31 декабря 2004, 2003 и 2002 гг. составляла 15 млрд куб. футов, 16 млрд куб. футов и 64 млрд куб. футов соответственно. Вся доля миноритарных акционеров относится к запасам на территории Российской Федерации.

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

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

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

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

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 171 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 2 млрд долл. США.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	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 потоки денежных средств будущих периодов	2 314	85 978	88 292	2 504	90 796
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 392)	(55 642)	(57 034)	(1 389)	(58 423)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств	922	30 336	31 258	1 115	32 373
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	537	537	–	537

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

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	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 потоки денежных средств будущих периодов	3 062	62 798	65 860	3 030	68 890
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 674)	(42 104)	(43 778)	(1 665)	(45 443)
Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств	1 388	20 694	22 082	1 365	23 447
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	1 842	1 842	–	1 842

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

Дочерние компании	2004	2003	2002
Дисконтированная стоимость на 1 января	31 258	22 082	17 440
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	31	16	448
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(6 260)	(3 525)	(4 414)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	5 881	8 978	4 687
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	1 548	1 049	521
Затраты на разработку за период	1 983	1 528	1 680
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(416)	1 163	1 781
Чистое изменение налога на прибыль	(1 084)	(2 867)	(2 052)
Прочие изменения	8	(115)	(334)
Эффект дисконтирования	2 157	2 949	2 325
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	35 106	31 258	22 082

Доля в зависимых компаниях	2004	2003	2002
Дисконтированная стоимость на 1 января	1 115	1 365	1 045
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(20)	(457)	(2)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(562)	(225)	(218)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	787	158	290
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	64	–	–
Затраты на разработку за период	117	127	69
Пересмотр предыдущих данных о запасах	388	218	162
Чистое изменение налога на прибыль	(224)	(121)	(121)
Прочие изменения	143	(67)	15
Эффект дисконтирования	132	117	125
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	1 940	1 115	1 365

Всего	2004	2003	2002
Дисконтированная стоимость на 1 января	32 373	23 447	18 485
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	11	(441)	446
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(6 822)	(3 750)	(4 632)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	6 668	9 136	4 977
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	1 612	1 049	521
Затраты на разработку за период	2 100	1 655	1 749
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(28)	1 381	1 943
Чистое изменение налога на прибыль	(1 308)	(2 988)	(2 173)
Прочие изменения	151	(182)	(319)
Эффект дисконтирования	2 289	3 066	2 450
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	37 046	32 373	23 447

СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Наиболее полную и оперативную информацию о Компании вы всегда можете найти на ее веб-сайте www.lukoil.ru (русский язык) или www.lukoil.com (английский язык).

На сайте вы сможете ознакомиться также с основными направлениями и результатами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», получить оперативную и актуальную информацию о событиях, связанных с Компанией, обо всех аспектах ее деятельности, узнать о ее социальной политике и политике по защите окружающей среды.

В разделе «Инвесторам и акционерам» представлены финансовые результаты деятельности Компании, история дивидендных выплат, котировки акций, презентации инвестиционному сообществу и отчеты Компании.

Юридический адрес и центральный офис

Россия 101 000, Москва, Сретенский бульвар, дом 11

Центральная справочная служба

Телефон: +7 (095) 927-44-44, 928-98-41
Факс: +7 (095) 916-00-20

Отдел по работе с акционерами

Телефон: +7 (095) 927-48-84, 933-98-55
Факс: +7 (095) 927-48-11
Электронная почта:
shareholder@lukoil.com

Отдел отношений с инвесторами

Телефон: +7 (095) 927-16-96
Факс: +7 (095) 933-92-88
Электронная почта: investor@lukoil.com

Пресс-служба

Телефон: +7 (095) 927-16-77
Факс: +7 (095) 927-16-53
Электронная почта: pr@lukoil.com

Фондово-консультационный центр ОАО «ЛУКОЙЛ»

Россия, 101 000, Москва, Сретенский
бульвар, дом 11
Телефон: +7 (095) 927-43-80, 933-99-18

Регистрационная компания ОАО «Регистратор «НИКОЙЛ»

Россия 125 124, Москва, 3-я улица
Ямского поля, дом 28
Телефон / факс: +7 (095) 755-90-77

Опубликованные отчеты

На сайте Компании в разделе «Инвесторам и акционерам» (www.lukoil.ru/ir) представлены электронные версии следующих отчетов за 2004 год:

1. Отчет о деятельности Компании.
2. Консолидированная финансовая отчетность.
3. Ежеквартальная консолидированная финансовая отчетность.
4. Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности.
5. Справочник аналитика.

ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ДОКУМЕНТЕ

Названия и слова ОАО «ЛУКОЙЛ», группа «ЛУКОЙЛ», «Группа», «ЛУКОЙЛ», «Компания», компания «ЛУКОЙЛ», «мы» и «наш», используемые в тексте данного отчета, являются равнозначными и относятся к группе компаний «ЛУКОЙЛ» в целом, ОАО «ЛУКОЙЛ» и/или ее дочерним обществам, в зависимости от контекста.

При пересчете из рублей в доллары США, если не указано иное, использовался средний обменный курс за 2004 год (28,81 руб./долл.).

Сокращения

долл. – доллары США

т у. т. – тонна условного топлива (1 т у. т. = 1 т нефти = 1 000 м³ газа)

барр. н. э. – баррель нефтяного эквивалента (1 барр. н. э. = 6 000 фут³ газа)