



ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ В 2003 ГОДУ

СОДЕРЖАНИЕ

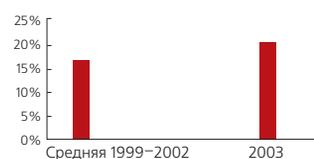
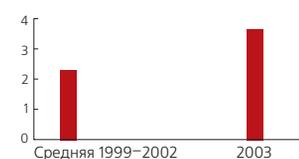
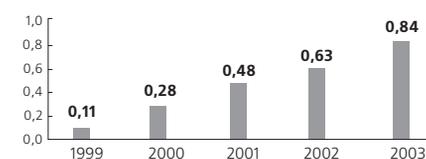
ЛУКОЙЛ сегодня	2
События 2003 года	6
Обращение к акционерам	8
Разведка и добыча нефти и газа	12
Запасы нефти и газа, геологоразведка	13
Разработка месторождений и добыча нефти	18
Разработка месторождений и добыча газа	21
Консолидация и оптимизация активов в сегменте геологоразведки и добычи	22
Поставки нефти	26
Переработка, нефтехимия и сбыт	30
Нефтепереработка	31
Газопереработка	36
Нефтехимия	37
Сбыт нефтепродуктов	39
Технологии и инновации	42
Интенсификация добычи нефти и газа	43
Энергосберегающие технологии	44
Информационные технологии	45
Социальная ответственность	46
Экология и промышленная безопасность	47
Персонал и социальная политика	52
Благотворительная и социальная деятельность	55
Спортивные проекты	60
Корпоративное управление	62
Дивиденды	64
Совет директоров и Правление Компании	65
Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале Компании	73
Рынок акций Компании	75
Корпоративное управление и информационная открытость	77
Регион: Казахстан	80
Крупнейшие проекты Компании в Казахстане	82
Анализ руководством компании финансового состояния и результатов деятельности	86
Консолидированная финансовая отчетность, подготовленная в соответствии с ОПБУ США	119
Справочная информация	168

Основные показатели финансовой деятельности

Выручка, млн долл.	22299
Прибыль от основной деятельности, млн долл.	4587
Прибыль до налога на прибыль, млн долл.	4576
Чистая прибыль, млн долл.	3701
ЕВИТДА, млн долл.	5630
Капитальные вложения (денежные и неденежные), млн долл.	3018
Инвестиции в приобретение активов, млн долл.	1225
Дивиденды акционерам (рекомендованные), млн долл.	714

Основные показатели производственной деятельности

Запасы нефти и газа на 1 января 2004 г. (доказанные), млрд барр. н. э.	20,1
Добыча нефти (дочерние и зависимые общества), млн т	81,5
Добыча газа (дочерние и зависимые общества), млрд м ³	5,7
Первичная переработка нефти (собственные НПЗ в России и за рубежом), млн т	42,3
Экспорт нефти из России (дочерние и зависимые общества), млн т	37,7
Экспорт нефтепродуктов из России, млн т	13,5
Выпуск нефтехимической продукции, млн т	1,7
Количество АЗС (собственные и арендованные), единиц	4 599

Капитальные расходы (млн долл.)**Инвестиции в приобретение активов (млн долл.)****Доходность на вложенный капитал (ROACE)****Чистая прибыль (млрд долл.)****Дивиденд на обыкновенную акцию (долл.)**

* Дивиденд рассчитан по курсу на дату объявления рекомендованного дивиденда.



ЛУКОЙЛ сегодня

ЛУКОЙЛ — КРУПНЕЙШАЯ РОССИЙСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ЛУКОЙЛ СЕГОДНЯ – ЭТО:

- 1,5% общемировых запасов нефти и 2,1% общемировой добычи нефти
- 19% общероссийской добычи нефти и 19% общероссийской переработки нефти

- Компания №1 среди крупнейших мировых частных нефтяных компаний по размеру доказанных запасов нефти и №2 по размеру доказанных запасов углеводородов
- Компания №6 среди крупнейших мировых частных нефтяных компаний по объему добычи углеводородов

- Компания №11 среди 100 крупнейших мировых частных и государственных нефтяных компаний по объему чистой прибыли
- Компания №24 среди 100 крупнейших мировых частных и государственных нефтяных компаний по объему продаж
- Компания №21 среди 100 крупнейших мировых частных и государственных нефтяных компаний по размеру активов

- Крупнейшая российская нефтяная бизнес-группа с ежегодным оборотом свыше 20 млрд долл.

- Компания, ценные бумаги которой занимают первое место по ликвидности среди акций компаний стран Центральной и Восточной Европы, торгуемых на Лондонской фондовой бирже (LSE)

- Компания, акции которой занимают первое место по ликвидности среди акций компаний нефтегазового сектора и второе — по ликвидности среди акций всех эмитентов в РТС

- Лидер среди российских компаний по информационной открытости и прозрачности. Первая российская компания, получившая полный листинг на Лондонской фондовой бирже

- Единственная частная российская нефтяная компания, в акционерном капитале которой доминируют миноритарные акционеры

Источники: Energy Intelligence Group, International Energy Agency, ОПЕК, US Energy Department, Министерство энергетики РФ, РТС, LSE, информация компаний.

Мы созданы, чтобы энергию природных ресурсов обратить во благо человека

Трансформация в глобальную энергетическую компанию

Создание глобального бренда

Увеличение диверсификации – рост стабильности бизнеса

Обеспечение долгосрочного и стабильного роста

Повышение рыночной капитализации

Увеличение дивидендной доходности

Следование лучшим стандартам корпоративного управления

Информационная открытость и прозрачность

Обеспечение роста чистой прибыли

Рост эффективности – реструктуризация бизнеса

Контроль и снижение затрат

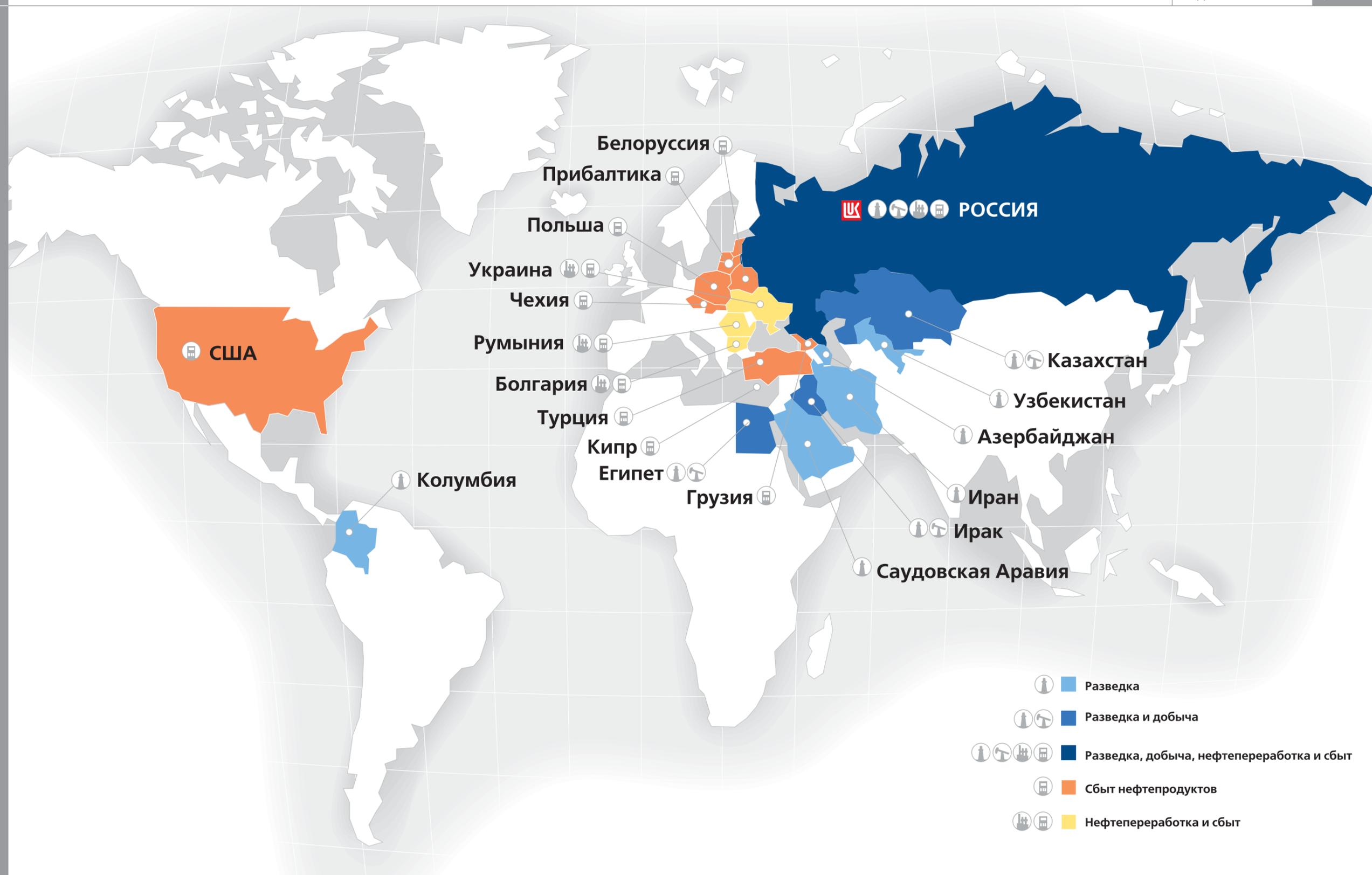
Внедрение инноваций и новых технологий

Социальная ответственность

Повышение квалификации персонала и его мотивации

Забота об окружающей среде

Развитие социальных и благотворительных программ



События 2003 года

Январь

В Москве состоялась встреча Министра иностранных дел Российской Федерации Игоря Иванова с Президентом ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагимом Алекперовым. В ходе встречи глава внешнеполитического ведомства подтвердил намерение российской дипломатии оказывать государственную поддержку продвижению отечественного бизнеса за рубежом в целом и бизнеса ОАО «ЛУКОЙЛ» в частности.

Март

На Лондонской фондовой бирже ценные бумаги Компании признаны самыми ликвидными в группе компаний Восточной и Центральной Европы.

ЛУКОЙЛ зарегистрировал в Ненецком автономном округе ООО «Нарьянмарнефтегаз», которое станет оператором на всех месторождениях, эксплуатируемых в округе. В рамках программы реструктуризации будут переформированы лицензии на это предприятие и выведены из его состава непрофильные активы. Реорганизация управленческой структуры в округе направлена также на сокращение административных расходов.

Апрель

Согласно данным, аудированным компанией Miller and Lents (США), доказанные запасы нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2003 года оценены в размере 19,3 млрд барр. н. э. (по сравнению с 16,6 млрд барр. на 1 января 2002 года).

Компания завершила продажу своей 10%-й доли в проекте Азери — Чираг — Гюнешли компании «ИНПЕКС Саутвест Каспиан Си Лтд.». Сумма сделки составляет 1,375 млрд долл. денежными средствами.

Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердил программу повышения материальной заинтересованности работников в повышении капитализации Компании. Через три года после начала реализации программы ее сотрудники имеют право реализовать свой опцион в случае выполнения контрактных обязательств и плановых показателей. Планируется, что в программе будет использовано 10 млн акций.

ЛУКОЙЛ подписал пакет соглашений с Государственной нефтяной компанией Азербайджанской Республики о дополнительных условиях разведки и разработки морского блока D-222 (Ялама), расположенного в азербайджанском секторе Каспийского моря. В соответствии с новыми условиями соглашения контрактная площадь блока расширена с 1 287 до 3 037 км², а долевое участие Компании в проекте увеличено с 60 до 80%.

Июнь

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены годовой отчет о деятельности Компании в 2002 году и дивиденды. По итогам работы Компании в 2002 году размер дивиденда составил 19,5 рублей на одну обыкновенную акцию.

Завершена консолидация активов в Республике Коми. Компания приобрела 39,4% акций ОАО «Тэбукнефть» и 55,4% акций ОАО «Ухтанефть», увеличив таким образом свою долю в этих компаниях до 93,9% и 97,7%,

соответственно. Группа также приобрела 77,4% акций ЗАО «РКМ-Ойл». До момента приобретения их ОАО «Тэбукнефть» и ОАО «Ухтанефть» были учтены в отчетности как зависимые компании по методу долевого участия. В апреле 2003 года группа приобрела 81% акций ОАО «Ярегская нефте-титановая компания», увеличив долю владения в этой компании до 99%. В совокупности были приобретены активы с доказанными запасами, превышающими 380 млн барр. нефти. Стоимость приобретений не превысила 1,1 долл. за барр. запасов. В июне 2003 года Группа приобрела 21,5% акций ОАО «Коминефть» за 63 млн долл., увеличив долю владения в этой компании до 80,6%.

Июль

ЛУКОЙЛ и Роснефть подписали договоры по купле-продаже активов ОАО «Архангельскеолдобыча» (АГД), ЗАО «Росшельф» и ООО «Компания «Полярное сияние». В результате сделки ЛУКОЙЛ стал владельцем почти 100% АГД.

Август

Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» принял «Положение о дивидендной политике». В соответствии с ним дивидендная политика основывается на соблюдении интересов Компании и ее акционеров, повышении инвестиционной привлекательности и капитализации Компании, на уважении и строгом соблюдении прав акционеров. Принято решение о создании трех комитетов под руководством независимых директоров: Комитета по стратегии и инвестициям, Комитета по кадрам и вознаграждениям и Комитета по аудиту.

Сентябрь

ЛУКОЙЛ провел первое в своей истории заседание Комитета по стратегии и инвестициям под руководством независимого члена Совета директоров Ричарда Мацке. Комитетом рассмотрен проект долгосрочной программы развития Компании и комплекс мер, направленных на увеличение генерируемого Компанией денежного потока путем расчета инвестиционной программы по секторам (разведка, добыча, нефтепереработка, маркетинг), максимизации чистой прибыли в каждом секторе, установления показателя доходности на вложенный капитал (ROACE) и внутренней нормы доходности для каждого сектора.

В торжественной церемонии открытия АЗС Компании в Нью-Йорке принял участие Президент РФ Владимир Путин.

Октябрь

ЛУКОЙЛ получил синдицированный кредит в размере 765 млн долл. Главными организаторами кредитования выступили ABN AMRO и Citigroup. Кредит состоит из двух траншей: 465 млн долл. сроком на пять лет по ставке ЛИБОР+2% и 300 млн долл. сроком на семь лет по ставке ЛИБОР+2,5%.

ЛУКОЙЛ и Газпром подписали договор на поставку газа, в соответствии с которым Газпром будет покупать газ с пилотного проекта Компании по разработке Находкинского месторождения по цене не ниже 22,5 долл./тыс. м³ без учета НДС.



Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» обсудил мероприятия по повышению рыночной стоимости акций Компании и принял решение продолжить выполнение программы реструктуризации и вывода непрофильных активов. Также было принято решение об оптимизации разработки месторождений.



В Астане (Республика Казахстан) состоялась рабочая встреча Президента ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагита Алекперова и Президента Республики Казахстан Нурсултана Назарбаева, в ходе которой стороны обсудили деятельность Компании в Казахстане.

Международное рейтинговое агентство Moody's Investors Service присвоило ОАО «ЛУКОЙЛ» долгосрочный кредитный рейтинг Ba2. Прогноз рейтинга – «стабильный».

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию в Астраханской области первую очередь терминала мощностью до 1 млн т в год. Терминал предназначен для экспортных поставок нефти и нефтепродуктов.

Ноябрь

Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердил «Программу стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2013 гг.», предусматривающую увеличение основных финансовых показателей в 2–2,5 раза и объема добычи углеводородов в 1,8 раза при инвестициях более чем в 25 млрд долл.

Состоялось первое заседание Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

ЛУКОЙЛ погасил облигации, оставшиеся в обращении от выпуска конвертируемых облигаций, эмитированных в ноябре 1997 года на сумму 350 млн долл.

Декабрь

ЛУКОЙЛ признан победителем конкурса «Лучшие российские предприятия-2003» в номинации «Лучшее предприятие-эмитент российского фондового рынка». Организаторы конкурса – Российский союз промышленников и предпринимателей и Торгово-промышленная палата Российской Федерации.

International Finance Review (IFR) признало «Лучшей сделкой 2003 года на развивающихся рынках» полученный Компанией синдицированный кредит в объеме 765 млн долл. По мнению IFR, ЛУКОЙЛ сумел в полной мере использовать улучшающуюся конъюнктуру рынка и задать новый ориентир с точки зрения объема сделки, срока погашения и ценовых условий, а также инновационной структуры сделки.

ЛУКОЙЛ провел презентации «Программы экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2008 гг.», включающей около 400 мероприятий общей стоимостью 33,5 млрд руб.



ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ

Нам приятно сообщить вам о том, что совокупный акционерный доход за 2003 год достиг 53%. Это более чем в два раза превышает уровень дохода акционеров за предыдущий период. В немалой степени этот результат был достигнут за счет успешной реализации новой стратегии развития. С середины 2002 года Компания взяла курс на качественный рост, основанный на увеличении стоимости, росте доходности на вложенный капитал, максимизации акционерной доходности. 2003 год стал первым полным финансовым годом реализации этой стратегии. В отчетном году нам удалось найти баланс между расширением масштабов и повышением эффективности деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ». Это стало возможным благодаря переходу на новые принципы реализации инвестиционного процесса, в основу которого были положены высокая внутренняя норма доходности инвестиционных проектов и изменение мотивации в работе. Сегодня мы оцениваем успех отдельных звеньев и всей Компании в целом только по достижению установленных критериев финансовой эффективности, а не валовых производственных показателей.

В 2003 году Компания перевернула страничку своего развития и перешла к качественно новой фазе своего роста, нацеленного на достижение высоких финансовых и производственных показателей. В предыдущие годы развитие ОАО «ЛУКОЙЛ» шло в большей мере по экстенсивному пути, что оправдывалось необходимостью для Компании занять лидирующие позиции в различных сегментах

и регионах российского рынка. Оглядываясь на результаты работы в прошедшие годы, мы сегодня можем уверенно констатировать, что нам удалось создать прочную базу для качественного роста нашего бизнеса и стабильного увеличения доходов акционеров в ближайшем десятилетии.

В секторе добычи ЛУКОЙЛ располагает широкой и богатой ресурсной базой. Мы являемся единственной российской нефтяной компанией, имеющей значительные коммерческие запасы углеводородов в двух новых нефтегазоносных провинциях, расположенных в европейской части России: Тимано-Печоре и Северном Каспии. Ускоренный ввод этих месторождений в ближайшие годы призван обеспечить успешный и долгосрочный рост акционерной стоимости Компании. Более того, созданная ресурсная база позволяет нам также перейти к практической реализации долгосрочной стратегической задачи — трансформации ОАО «ЛУКОЙЛ» в глобальную международную энергетическую компанию.

В 2003 году в Компании был принят важный стратегический документ, определяющий темпы развития на ближайшее десятилетие, — «Программа стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2013 гг.». Наша программа исходит из того, что наличие прочной ресурсной базы служит хорошим потенциалом для дальнейшего стабильного и долгосрочного роста Компании. Программа предусматривает увеличение в течение 10 лет основных финансовых показателей Компании в 2–2,5 раза



и объема добычи углеводородов в 1,8 раза при инвестициях более чем в 25 млрд долл. Если совсем недавно ежегодные темпы роста добычи Компании не превышали 1–2%, то реализация этой программы позволит обеспечить с 2005 года ежегодный прирост добычи нефти не менее чем на 5%.

Не меньшее внимание ЛУКОЙЛ уделяет росту эффективности добычи на действующих месторождениях, расположенных в традиционных для Компании регионах. Наши ключевые регионы – Западная Сибирь и Пермская область – были и остаются источником стабильной добычи нефти. ЛУКОЙЛ намерен сохранить значительное присутствие в данных регионах. В 2003 году была принята программа оптимизации разработки действующих месторождений, направленная на повышение эффективности их освоения и наращивание добычи нефти за счет регулирования процессов разработки, увеличения темпов выработки запасов нефти, оптимизации добычи жидкости и закачки воды и внедрения высокоэффективных и ресурсосберегающих технологий. Реализация этой программы позволила нам пересмотреть прогноз темпов роста добычи в 2004 году с первоначально ожидавшихся 3–4% до 6–7%. Практически весь дополнительный прирост добычи будет обеспечен за счет роста эффективности операций в традиционных для Компании регионах.

Постоянно расширяется география международной деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ». Это обусловлено необходи-

мостью оптимизации бизнеса, в первую очередь за счет создания более сбалансированной ресурсной базы и приближения центров добычи, переработки и сбыта к основным мировым рынкам потребления. Уже сегодня, помимо России, ЛУКОЙЛ работает в Восточной Европе и США, в Каспийском регионе и Центральной Азии, в Латинской Америке, на Ближнем Востоке и в Северной Африке. Реализуя новые проекты в международном секторе геологоразведки и добычи, мы стремимся создать несколько основных центров международной добычи в регионах, привлекательных с точки зрения их близости к потребителям, низкой себестоимости добычи и стабильного налогообложения, – в регионе Каспийского моря и Центральной Азии, на Ближнем Востоке, в Северной Африке и Латинской Америке.

В 2003 году мы также сделали серьезный шаг вперед в развитии нашего газового сектора и коммерциализации наших запасов природного газа. ЛУКОЙЛ и Газпром подписали договор на поставку газа, в соответствии с которым Газпром будет покупать газ Компании. Это соглашение открывает широкую дорогу развитию наших газовых проектов и делает оправданными наши прошлые и будущие инвестиции в газовый бизнес. Наши газовые активы на Ямале, а также на севере Каспия являются мощной основой для развития газового сектора Компании. Мы ставим перед собой цель выйти на объемы добычи около 50 млрд м³ к 2013 году и стать вторым крупнейшим производителем газа в России после Газпрома. Мы про-

рабатываем стратегии коммерциализации наших газовых запасов в России и за рубежом и обсуждаем варианты партнерства с российскими и зарубежными газовыми и энергетическими компаниями.

В сфере нефтепереработки и сбыта нефтепродуктов мы продолжаем концентрироваться на производстве высококачественных и экологичных нефтепродуктов, увеличении выхода светлых нефтепродуктов, на контроле над производственными издержками, расширении присутствия Компании на перспективных розничных рынках. В рамках реструктуризации в секторе сбыта нефтепродуктов мы будем продавать низкоэффективные автозаправочные станции и нефтебазы, расположенные на маргинальных для Компании рынках.

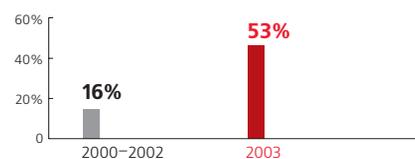
В своем долгосрочном развитии Компания делает основную ставку на сектор добычи, который призван обеспечить ее стабильный рост и формирование газотранзитического сектора. При этом сектора нефтепереработки, нефтехимии и сбыта нефтепродуктов будут также развиваться для обеспечения производства продуктов с более высокой добавленной стоимостью и адекватных каналов их сбыта. Поддержание правильного баланса между производственными секторами позволит и в будущем обеспечить стабильное поступательное развитие Компании в любых условиях.

В своей финансовой стратегии Компания опирается на создание и поддержание сильного бухгалтерского баланса, стабильно генерируя диверсифицированный денежный поток и доходы от результатов своей экономической деятельности. В своей долгосрочной стратегии Компания ставит целью многократное увеличение свободного денежного потока, что позволит реализовать коренную задачу программы реструктуризации – увеличение акционерной стоимости ОАО «ЛУКОЙЛ». В краткосрочной перспективе Компания продолжит поддерживать коэффициент отношения долгового капитала к собственному на уровне не более 30%, сохраняя возможность для оперативного и эффективного доступа на рынки заемного капитала как в России, так и за рубежом. Используя сложившу-

ю благоприятную ситуацию на рынках заемного капитала, Компания также продолжит улучшать структуру собственного долга – замещать «короткие» и «дорогие» долги более «длинными» и «дешевыми». Благодаря этой политике Компании удалось снизить в прошлом году годовую средневзвешенную ставку заимствований по Группе на 2,5% – с 7,4 до 4,9%. Растущие финансовые результаты и сильный бухгалтерский баланс 2003 года позволяют Компании обеспечить поступательное развитие в 2004 году и увеличить дивидендные выплаты акционерам за 2003 год на 23%, до 24 руб. на акцию.

Одна из наших фундаментальных задач – сохранение и обеспечение роста акционерной стоимости Компании на стабильной основе при достижении как краткосрочных, так и долгосрочных задач. Принимая во внимание нестабильный характер цен на углеводороды на мировых рынках и длинный инвестиционный цикл в нефтегазовой отрасли, менеджмент видит надежный путь повышения доходности операций Компании в строгом контроле над издержками и продолжении реализации программы реструктуризации.

Совокупный доход акционера (TSR)* в 2003 г. и средний за 3 года



* Совокупный доход акционера (TSR) – отношение суммы разницы между ценой одной акции компании в конце и начале периода и дивидендов, выплаченных за период, к цене одной акции в начале периода

В среднесрочной перспективе усилия менеджмента будут направлены на обеспечение акционерам высокой, не менее 13–15%, доходности на вложенный капитал. Основным инструментом решения этой задачи станет повышение эффективности инвестиционной деятельности Компании.

В ближайшее время ЛУКОЙЛ должен полностью перейти на попроектный метод формирования инвестиционной

программы. Инвестиционное планирование по всем секторам деятельности будет осуществляться с использованием Единой консолидированной долгосрочной модели оценки эффективности инвестиционных проектов.

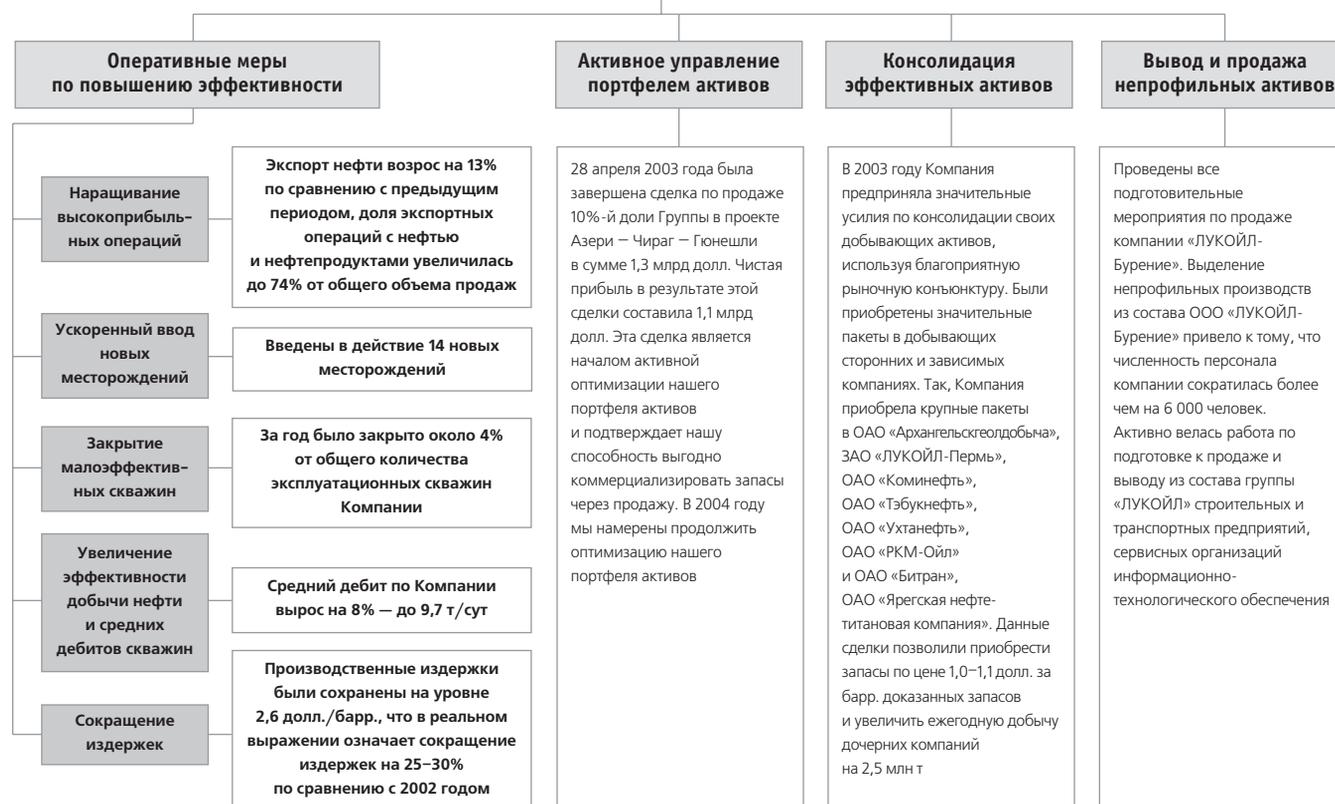
Переходя к основным задачам группы «ЛУКОЙЛ» на ближайшую и среднесрочную перспективу, хочется подчеркнуть необходимость ускорения процесса реструктуризации Компании и увеличения ежегодных темпов прироста добычи, которые должны стабилизироваться на уровне не менее 5%. Кроме того, за этот период из состава Группы должны быть выведены все непрофильные активы. В 2004 году Компания продолжит осуществление программы реструктуризации и повышения эффектив-

ности своей деятельности. Предполагается вывод ЗАО «ЛУКОЙЛ-Транс», ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» из состава группы «ЛУКОЙЛ».

В числе основных мер по увеличению рыночной капитализации Компании мы хотели бы выделить неукоснительное соблюдение положений Программы стратегического развития до 2013 года, касающихся сокращения производственных затрат, эффективного размещения нефтяных ресурсов, оптимизации портфеля активов и улучшения корпоративного управления. Решение этих задач позволит нам выполнить обязательства, данные акционерам и инвесторам, по увеличению стоимости Компании и росту доходов акционеров.

Программа реструктуризации и ее итоги в 2003 году

Программа реструктуризации ОАО «ЛУКОЙЛ»



**РАЗВЕДКА
И ДОБЫЧА
НЕФТИ И ГАЗА**



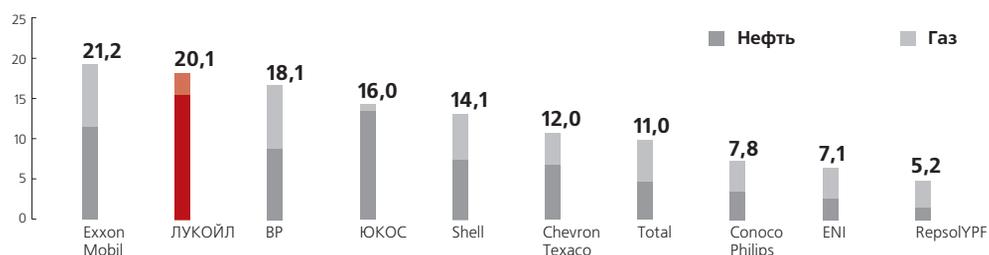
Стратегия

- Воспроизводство минерально-сырьевой базы, которая является одним из важнейших показателей потенциала роста и увеличения стоимости Компании
- Оптимизация геологоразведочных работ (ГРП) и более тщательный выбор объектов для проведения ГРП
- Внедрение прогрессивных научно-технических достижений на всех стадиях геологоразведочных работ, способствующих повышению информативности и снижению затрат
- Переход к оценке результатов деятельности на основе финансовых показателей — прибыли, свободных денежных средств и доходности на вложенный капитал
- Контроль за производственными издержками
- Повышение доходности на вложенный капитал за счет более тщательного анализа инвестиционных проектов
- Ускоренный ввод новых месторождений в перспективных районах добычи
- Обеспечение среднего ежегодного прироста добычи нефти по Компании не менее чем на 5%
- Создание гидродинамических моделей по месторождениям
- Увеличение средних дебитов скважин
- Закрытие низкодебитных и низкорентабельных скважин
- Снижение обводненности путем вывода из действия убыточных месторождений, оптимизации схемы разработки нефтяных месторождений
- Продажа активов, которые не соответствуют критериям эффективности Компании и по которым у Компании нет статуса оператора

Запасы нефти и газа, геологоразведка

В настоящее время ЛУКОЙЛ занимает второе место среди частных нефтяных компаний мира по доказанным запасам углеводородов.

Запасы углеводородов*, млрд барр. н. э.



* Источник: отчеты компаний за 2003 год.



Доказанные
запасы нефти и газа,
млрд барр. н. э.



Запасы

В России дочерние и зависимые общества Компании осуществляют разведку и добычу углеводородного сырья в Ямало-Ненецком АО, Ханты-Мансийском АО – Югре, Ненецком АО, в Республике Коми, в Пермской, Волгоградской и Калининградской областях, на шельфах Каспийского и Азовского морей.

Распределение запасов нефти и природного газа по регионам деятельности Компании

Регион	Нефть, млн барр.		Газ, млрд фут ³	
	млн барр.	%	млрд фут ³	%
Западная Сибирь	8 421	53%	1 285	5%
Тимано-Печора	3 953	25%	577	2%
Ямал	216	1%	13 806	56%
Предуралье	2 124	13%	568	2%
Поволжье	331	2%	162	1%
Северный Каспий	185	1%	5 763	24%
Прочие	276	2%	6	0%
Зарубежные проекты	471	3%	2 306	10%

Запасы по российской классификации. Остаточные извлекаемые запасы углеводородов (категория АВС₁) группы «ЛУКОЙЛ»* на 1 января 2004 года составляют:

Углеводороды	Остаточные извлекаемые запасы		
	в России	за рубежом (доля Компании)	всего
Нефть, млн т			
АВС ₁	2 374,3	100,8	2 475,1
С ₂	862,5	9,8	872,3
Газовый конденсат, млн т			
АВС ₁	41,3	36,3	77,6
С ₂	30,1	0,5	30,6
Природный газ, млрд м³			
АВС ₁	933,4	100,3	1033,7
С ₂	687	2	689

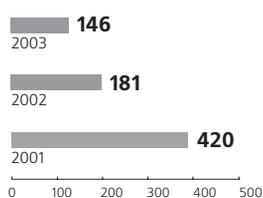
Основной прирост запасов нефти получен в Ненецком автономном округе, на акватории Каспия и традиционно в Западной Сибири. Преимущественный прирост запасов газа и конденсата осуществлен на акватории Каспия.

Запасы по международной классификации. В 2003 году Компанией проведен очередной (девятый по счету) ежегодный технический и экономический аудит запасов с привлечением независимого консультанта – фирмы Miller and Lents (США). По результа-

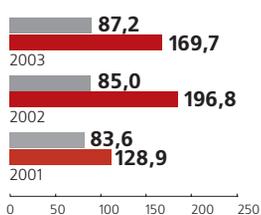
* Остаточные извлекаемые запасы углеводородов дочерних, совместных и зависимых обществ группы «ЛУКОЙЛ».



Проходка
в разведочном бурении,
тыс. м

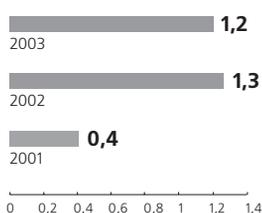


Соотношение добычи
и прироста запасов
углеводородов, млн т у. т.



■ Добыча
■ Прирост
запасов

Эффективность
геологоразведочных работ
в среднем по Компании,
тыс. т н. э./м



там подсчета запасов в соответствии с требованиями и методикой Общества инженеров-нефтяников США (US SPE) подтвержденные доказанные запасы ОАО «ЛУКОЙЛ» составили 20,1 млрд барр. н.э.

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

Факторы увеличения ресурсной базы Компании за отчетный период

	Нефть, млн барр.	Газ, млрд фут ³	Всего, млн барр. н. э.
Доказанные запасы на 1 января 2003 г.	15 258	24 164	19 286
Пересмотры ранних оценок	605	346	663
Открытия и геологоразведка	420	57	430
Приобретение запасов	365	39	372
Продажа запасов	(79)	–	(79)
Добыча	(592)	(133)	(614)
Доказанные запасы на 1 января 2004 г.	15 977	24 473	20 056

Геологоразведка

В 2003 году основные объемы геологоразведочных работ на нефть и газ были сконцентрированы в новых высокоперспективных районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, на акватории Каспийского моря и в Большехетской впадине.

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

Прирост запасов углеводородов категории АВС₁ за счет геологоразведочных работ, выполненных в 2003 году, составил 169,7 млн т у. т. (в 2002 году – 197 млн т у. т.), из них нефть



Затраты на подготовку 1 т у. т. запасов углеводородов в среднем по Компании



Структура разведочного бурения



составляет 75,3 млн т, конденсат – 5,3 млн т и природный газ – 89,1 млрд м³. Отношение вновь приращенных за счет геологоразведки запасов к добыче* в 2003 году составило 195%.

В результате выполненных геологоразведочных работ в 2003 году было открыто 13 нефтяных месторождений, одно газоконденсатное, одно нефтегазовое и 14 залежей нефти на ранее открытых месторождениях.

Эффективность геологоразведочных работ составила 1,25 тыс. т у. т. на метр проходки, в том числе по нефти 560 т на метр проходки (в 2002 году 1,28 тыс. т у. т. и 399 т соответственно).

Затраты на геологоразведочные работы в 2003 году составили 259 млн долл. Стоимость подготовки 1 т у. т. запасов углеводородов составила 1,72 долл.

В 2003 году отработано 14,6 тыс. км сейсмопрофилей 2D (против 10,9 тыс. км в 2002 году) и 2,4 тыс. км² объемной сейсморазведки 3D (на 14% больше, чем в 2002 году). Увеличение объема сейсморазведочных работ позволит уточнить геологическое строение залежей и в значительной степени оптимизировать размещение поисковых и разведочных скважин в 2004 году.

За 2003 год дочерними обществами Компании были получены 12 новых лицензий на право пользования недрами, в том числе одна на добычу углеводородного сырья. Всего на балансе предприятий группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2004 года находилось 410 лицензий, в том числе 359 с правом добычи и 51 – на геологическое изучение.

Россия

Главной задачей геологоразведочных работ в отчетном периоде оставалось восполнение добычи нефти запасами промышленных категорий, а также подготовка сырьевой базы для скорейшей организации Компанией нефтегазодобычи на севере Каспия, в Ненецком и Ямало-Ненецком автономных округах.

Ненецкий автономный округ и Архангельская область. Проведенные испытания залежей показали следующие дебиты скважин:

- Инзырейское месторождение – 60 и 404 м³/сут
- Месторождение им. Ю. Россихина – 48 м³/сут
- Тобойское месторождение – до 500 м³/сут
- Северо-Сарембойское месторождение – 97 м³/сут
- Междуреченское месторождение – 62 м³/сут

Таким образом, по результатам ГРП получен прирост запасов нефти категории С₁ в объеме 33,5 млн т.

* По нефтяному эквиваленту.



Акватория Каспийского моря. На акватории Каспийского моря в 2003 году пробурена скважина №3 Широтная. По результатам бурения уточнена 3D-модель месторождения им. Ю. Корчагина.

Проведены сейсморазведочные работы на структурах Дружба, Южная, Западно-Сарматская. Проводится обработка материалов. В результате проведенных работ подтверждены высокие перспективы Южно-Ракушечного блока, структуры Южная. На Восточно-Ракушечном лицензионном участке отработано 452 пог. км сейсморазведки 2D для подготовки к бурению. Прирост запасов углеводородов на акватории Каспийского моря составил: категории C_1 – 108,4 млн т у. т., в том числе нефти – 14,3 млн т, конденсата – 5,3 млн т, газа – 88,8 млрд м³.

Акватория Азовского моря. Начаты ГРП по уточнению строения структур Геленджикская, Апрельская, Прибрежная и подготовке их к поисковому бурению.

Международные проекты

Проходка в разведочном бурении составила 5,38 тыс. м. Затраты на ГРП составили 37,3 млн долл. Прирост извлекаемых запасов составил 1,7 млн т (12,5 млн барр.).

Блоки Северо-Восточный Гейсум и Западный Гейсум (Египет). 19 июня 2003 года ЛУКОЙЛ и правительство Арабской Республики Египет подписали концессионные соглашения по геологоразведке и разработке блоков Северо-Восточный Гейсум и Западный Гейсум. Совместно с Компанией сторонами концессионных соглашений являются египетская государственная нефтяная компания EGPC и правительство Арабской Республики Египет.

Блок Анаран (Иран). 14 февраля 2003 года ЛУКОЙЛ и норвежская компания «Norsk Hydro» подписали контракт о вхождении Компании в проект по геологоразведке сухопутного блока Анаран, расположенного в западной части Исламской Республики Иран. После одобрения Национальной Иранской нефтяной компанией (НИОС) 26 сентября 2003 года контракт вступил в законную силу. Доля Компании в контракте составляет 25%, Norsk Hydro – 75%.



На блоке Анаран выявлены три перспективные структуры – Азар, Шангуле и Мусиан. Обязательная программа работ рассчитана до 2005 года. Весь запланированный объем сейсмических исследований по проекту выполнен, в апреле 2003 года начато бурение первой из пяти поисково-разведочных скважин.

Блок D-222 (Ялама) (Азербайджан). Блок D-222 входит в состав самой крупной в северо-восточной части Каспийского моря перспективной структуры Ялама, которая размещается примерно равными частями в азербайджанском и российском секторах Каспийского моря на расстоянии 30 км от берега. Глубина моря в районе структуры Ялама составляет от 80 до 700 м.

В 2003 году с компанией «Triton Engineering» был заключен контракт на разработку программы бурения поисковой скважины YLX-1.

Блок Кондор (Колумбия). ЛУКОЙЛ владеет 70%-й долей участия в проекте. В 2003 году начато составление программы ГРП по завершению I фазы и проведению II фазы ГРП. Составлены предварительные программы работ по бурению поисковой скважины на структуре Медина-Гуавио и по проведению двухмерной сейсмики в объеме 400 км на перспективном участке Кумараль-Копоро и начата работа по составлению технического задания на проведение сейсмики 2D на этом участке.

Разработка месторождений и добыча нефти

Россия

Добыча нефти Компанией в 2003 году составила 81,5 млн т*, в том числе на территории России – 78,6 млн т. Группой организаций, формирующей финансовые результаты Компании (дочерние общества и зависимые организации, учитываемые по методу долевого участия), было добыто 80,2 млн т, что на 4% больше, чем в 2002 году.

Добыча по регионам



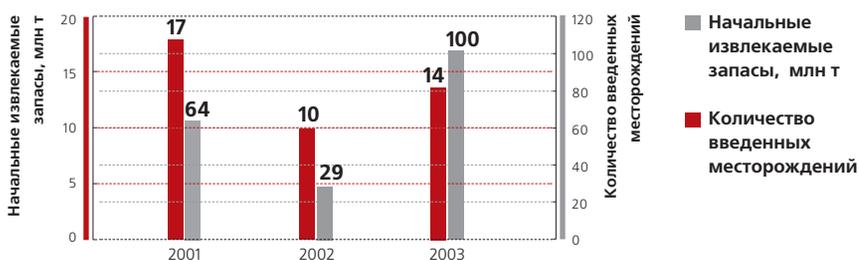
* Добыча в России и за рубежом, включая добычу всех дочерних и зависимых организаций.

**Добыча нефти,
млн т**

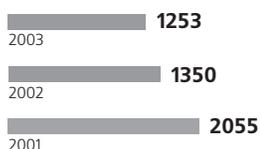


В 2003 году дочерними и зависимыми нефтедобывающими предприятиями Группы добыча нефти осуществлялась на 311 месторождениях. За год введено в разработку 14 новых месторождений.

Ввод новых месторождений



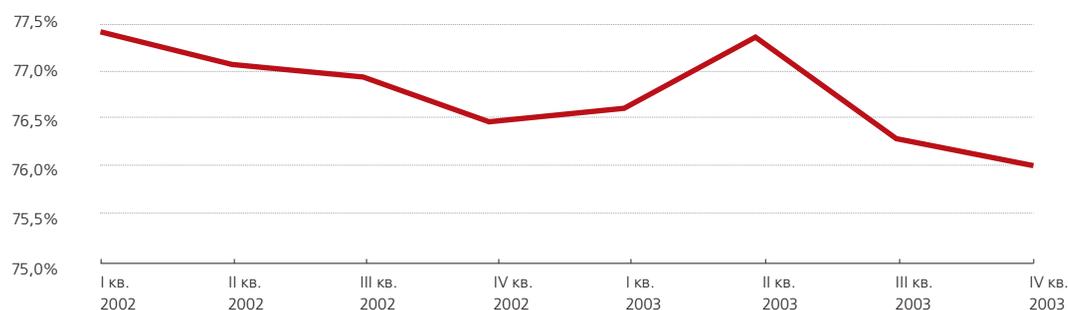
**Проходка
в эксплуатационном
бурении,
тыс. м**



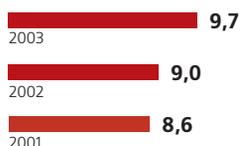
Объем эксплуатационного бурения в 2003 году составил 1 149 тыс. м, что на 8% меньше, чем в 2002 году. В эксплуатацию введено 546 новых добывающих и 306 нагнетательных скважин. Средний дебит новых скважин возрос с 24,4 т/сут в 2002 году до 35,7 т/сут в 2003 году (то есть в 1,5 раза), в том числе среднесуточный дебит горизонтальных скважин достиг 53,5 т/сут против 38,5 т/сут в 2002 году.

Для повышения эффективности разработки и добычи в Компании реализуется «Комплексная программа оптимизации разработки и добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2003–2005 гг.». Реализация первого этапа Комплексной программы позволила увеличить средний дебит скважин в 2003 году с 9,4 до 10,3 т/сут и снизить обводненность с 76,7 до 76,0%. За 2003 год выведена из эксплуатации 2 191 высокообводненная скважина, что позволило не извлекать на поверхность более 21,6 млн т попутной воды и соответственно уменьшить потребление электроэнергии.

Обводненность



Средний дебит
по скважинам,
т/сут



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

Международные проекты

В 2003 году по международным проектам было добыто 2,9 млн т нефти и газового конденсата. Объем капитальных вложений по международным проектам с учетом затрат на ГРП составил 273 млн долл.

Эксплуатационное бурение по международным проектам в 2003 году составило 104 тыс. м, введены в эксплуатацию 44 новые скважины, добыча из которых составила 732,8 тыс. т (доля Компании – 247,9 тыс. т).

По состоянию на 1 января 2004 года эксплуатационный добывающий фонд насчитывал 409 скважин (в том числе дающих продукцию – 324); фонд нагнетательных скважин – 82 (в том числе под закачкой – 66).

Удельные операционные затраты на добычу нефти и газа по международным проектам составили 1,59 долл./барр. н. э.

Проект	Доля ОАО «ЛУКОЙЛ»	События 2003 года
--------	----------------------	-------------------

Азербайджан

Зых-Говсаны	50,0%	Ведется согласование с ГНКАР взаимоприемлемых условий о реабилитации, разведке, разработке и долевом разделе продукции по блоку месторождений Зых и Говсаны с целью улучшения экономических показателей проекта
-------------	-------	---

Египет

Мелейя	12,0%	Долевая добыча Компании по проекту составила 42,9 тыс. т нефти. Введены в эксплуатацию 4 новые скважины
Блок WEEM	100,0%	Долевая добыча нефти Компании по проекту составила 255,1 тыс. т нефти

Ирак

Западная Курна-2	68,5%	Проект заморожен до подписания соглашения с новым правительством страны
------------------	-------	---





Проект	Доля ОАО «ЛУКОЙЛ»	События 2003 года
Казахстан		
Карачаганак	15,0%	Долевая добыча Компании по проекту составила 825,4 тыс. т нефти и газового конденсата и 781,1 млн м ³ газа. С июля 2003 года начата обратная закачка газа в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления. Закачка газа составила 184,9 млн м ³
Кумколь	50,0%	Долевая добыча Компании по проекту составила 1 401,6 тыс. т нефти и 14,2 млн м ³ газа. Пробурено 39,6 тыс. м горных пород. Дополнительная добыча нефти за счет проведенных геолого-технических мероприятий составила 718,4 тыс. т. Среднегодовой дебит новой скважины составляет по нефти 58 т/сут, обводненность — 11,8 %
Тенгиз	2,7%	Долевая добыча нефти Компании по месторождениям Тенгизское и Королевское составила 344,2 тыс. т нефти и 156,1 млн м ³ нефтяного газа. Продолжались работы по программам бурения оценочных скважин и наращивания мощностей промысла для обеспечения полной загрузки завода второго поколения, в рамках которых пробурено 5 скважин на Тенгизском и Королевском месторождениях. Проходка в эксплуатационном бурении составила 32,46 тыс. м

Разработка месторождений и добыча газа

Россия

В 2003 году Компанией было добыто 5,7 млрд м³ газа (на 11% больше, чем в 2002 году), в том числе 1,3 млрд м³ природного газа. На территории России добыто 4,2 млрд м³ нефтяного и 0,5 млрд м³ природного газа.

По состоянию на 1 января 2004 года эксплуатационный добывающий фонд газовых скважин насчитывал 313 единиц (действующий фонд — 250).

Важным показателем деятельности Компании в области добычи газа является уровень использования нефтяного газа. В 2003 году этот показатель составил 81,0% по сравнению с 74,6% в 2002 году. Для увеличения использования нефтяного газа в Компании предложен способ эффективного решения проблемы — сооружение на месторождениях в районе факелов газопоршневых электростанций, использующих нефтяной газ в качестве топлива. Это позволит прекратить сжигание газа на факелах и сократить расходы на покупку электроэнергии, а значит, снизить себестоимость добычи нефти.

Добыча газа,
млрд м³





Реализация такого проекта уже начата на предприятиях ОАО «Архангельскгеолдобыча». В октябре 2003 года ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» подписали договор на поставку газа.

В соответствии с подписанным документом в IV квартале 2005 года ЛУКОЙЛ продаст Газпрому до 0,75 млрд м³, а в 2006 году – до 8 млрд м³ природного газа, добытого Компанией на Находкинском месторождении Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Газпром, в свою очередь, взял на себя обязательства по оплате и транспортировке газа по Единой системе газоснабжения России.

В документе также определена формула цены, по которой Газпром будет покупать газ с Находкинского месторождения на узле учета Ямбургской компрессорной станции.

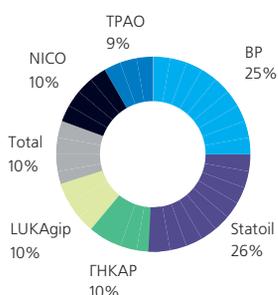
Международные проекты

В 2003 году добыча газа по международным проектам Компании (Карачаганак, Кумколь и Тенгиз) составила 951,4 млн м³.

Первым международным проектом Компании по добыче газа является месторождение Шах-Дениз (Азербайджан), подготовка к разработке которого была начата в 2003 году. Газовое и конденсатное месторождение мирового уровня Шах-Дениз расположено приблизительно в 100 км к югу от г. Баку, на шельфе Каспийского моря (глубина достигает здесь 600 м). Контрактная площадь месторождения составляет 860 км².

В 2003 году в рамках реализации проекта принята поэтапная разработка месторождения, проведены все необходимые подготовительные мероприятия для начала работ по программе опережающего бурения. Пробурена скважина SDA-01 глубиной 6 566 м и начато бурение скважины SDA-02.

Акционеры проекта
«Шах-Дениз»



Консолидация и оптимизация активов в сегменте геологоразведки и добычи

ЛУКОЙЛ уделяет большое внимание эффективности использования финансовых и материальных ресурсов. Для решения этой задачи Компания объявила в феврале 2001 года начало полномасштабной программы реструктуризации с целью увеличения эффективности своих операций. Одной из основных задач этой программы являются консолидация, оптимизация структуры в сегменте геологоразведки и добычи и активное управление активами с целью повышения прозрачности, управляемости сектора, увеличения его прибыльности и снижения затрат.

В 2003 году продолжалась оптимизация структуры управления добывающими подразделениями в Тимано-Печорском и Пермском регионах. В решающую стадию



вступил процесс реструктуризации и предпродажной подготовки непрофильных активов Компании, относящихся к буровому, информационно-технологическому, строительному и транспортному комплексам.

«ЛУКОЙЛ-Бурение»

В августе 2002 года Правлением ОАО «ЛУКОЙЛ» была утверждена общая схема реструктуризации и продажи бурового комплекса. В соответствии с этой схемой в 2003 году проводились работы, среди которых можно выделить следующие.

Присоединение к ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» буровых предприятий, которые до этого являлись отдельными предприятиями в составе группы «ЛУКОЙЛ». В результате была сформирована единая корпоративная структура бурового бизнеса. Это облегчило проведение дальнейших мероприятий по оптимизации состава активов и обязательств бурового комплекса.

Выделение непрофильных для бурового бизнеса видов деятельности (подготовительные работы к бурению, обустройство скважин, оказание транспортных услуг общего назначения). В созданные сервисные компании были переданы соответствующие производственные мощности и персонал.

В 2004 году планируется завершить процесс реструктуризации, вывести за пределы группы «ЛУКОЙЛ» автотранспортные предприятия и довести численность ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» до 10 тыс. человек, снизив ее за год более чем на 4 тыс. В итоге общая численность персонала в ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» с начала реструктуризации сократится в 2 раза – с 20 до 10 тыс. человек.

Консолидация и оптимизация добывающих активов

В 2003 году ЛУКОЙЛ предпринял значительные усилия по консолидации и оптимизации своих добывающих активов, используя благоприятную рыночную конъюнктуру. Были приобретены значительные пакеты в добывающих сторонних и зависимых компаниях.

Консолидация активов в 2003 г.

Апрель	ОАО «Ярегская нефть-титановая компания»
Июнь	ОАО «Коминетфть», ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть», ЗАО «РКМ-Ойл», ОАО «Ямалнефтегаздобыча», ОАО «Находканефтегаз»
Август	ОАО «Архангельскгеолдобыча»
Ноябрь	ООО «Бовэл»

Консолидация активов в Республике Коми



Консолидация добывающих активов в 2003 г.



Консолидация активов производилась на выгодных для акционеров условиях. Стоимость приобретения составила в среднем 1,0–1,1 долл. на барр. доказанных запасов. В общей добыче доля дочерних компаний в результате консолидации увеличилась на 2,5 млн т в год.



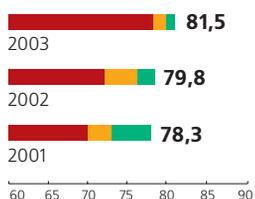
В 2003 году в целях выполнения принятых решений по совершенствованию структуры Компании лицензии ОАО «Архангельскгеолдобыча» на право пользования недрами переоформлены на вновь созданное предприятие ООО «Нарьянмарнефтегаз» в Ненецком автономном округе.

Наиболее значительные изменения в структуре лицензионного фонда Компании произошли в Пермском регионе. В целях выполнения решения о выводе из состава ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» низкоэффективных и трудноизвлекаемых запасов переоформлены 26 лицензий на ООО «ЗападУралОйл». Одним из важных событий 2003 года стала реструктуризация добывающих активов предприятий Компании в Пермском регионе, которая произошла путем присоединения ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» к ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Кроме того, активы ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» в Западной Сибири и Республике Коми были переданы соответствующим территориальным подразделениям ОАО «ЛУКОЙЛ». Таким образом, в Пермском регионе был образован единый оператор активов – ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». В рамках процесса консолидации был проведен комплекс мероприятий, обеспечивающих:

- оптимизацию численности персонала
- сокращение уровней управления
- вывод из состава компании сервисных и непрофильных предприятий, создание реального рынка услуг
- сокращение административно-хозяйственных расходов
- унификацию организационных структур и механизмов управления

Численность персонала снизилась более чем на 1 000 человек. Консолидация активов позволит повысить производительность труда и создать дополнительные условия для дальнейшего роста добычи нефти.

Консолидация добывающих активов



- Добыча нефти дочерними организациями
- Доля Компании в добыче независимых организаций
- Добыча нефти независимыми организациями

Активное управление активами

20 декабря 2002 года ЛУКОЙЛ заключил соглашение с японской компанией «Inpex Corp.» о продаже 10%-й доли Группы в СРП, оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания. СРП предусматривает разработку месторождений Азери, Чираг и глубоководной зоны месторождения Гюнешли в азербайджанском секторе Каспийского моря.

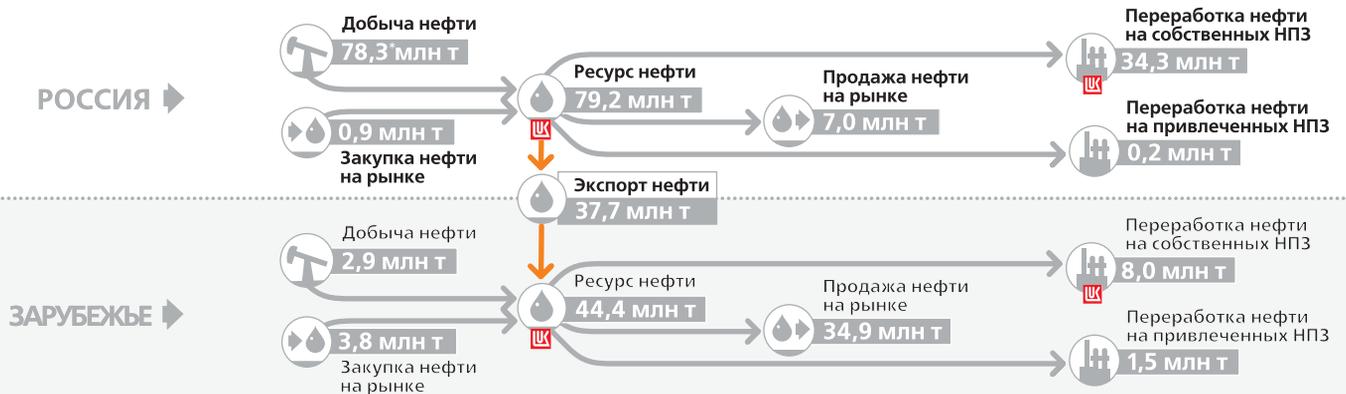
Сделка была завершена 28 апреля 2003 года в сумме 1 337 млн долл. денежными средствами. Чистая прибыль в результате этой сделки во II квартале 2003 года составила 1 130 млн долл.

Сделка была проведена в рамках программы реструктуризации Компании и продемонстрировала прекрасную возможность получения справедливой стоимости при отчуждении адекватно оцененных активов. Компания и в дальнейшем продолжит рассматривать возможности выхода из проектов, в которых ей не принадлежат права оператора.

Добыча нефти дочерними организациями, млн т

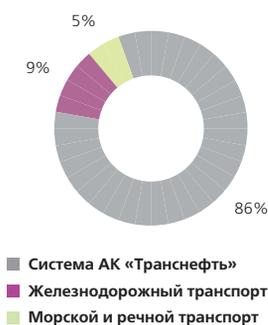


Поставки нефти



* Добыча нефти с учетом потерь при транспортировке.

Экспорт нефти различными видами транспорта



Транспорт нефти

С целью наращивания экспортного потенциала и оптимизации транспортных затрат ЛУКОЙЛ в 2003 году продолжил реализацию своих трубопроводных проектов. В октябре 2003 года по нефтепроводной системе КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) начата перекачка нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» с месторождения Кумколь в Казахстане. С момента начала эксплуатации по нефтепроводной системе КТК было перекачено более 23 млн т нефти, а с начала 2003 года осуществлена перевалка на экспорт более 13 млн т нефти.



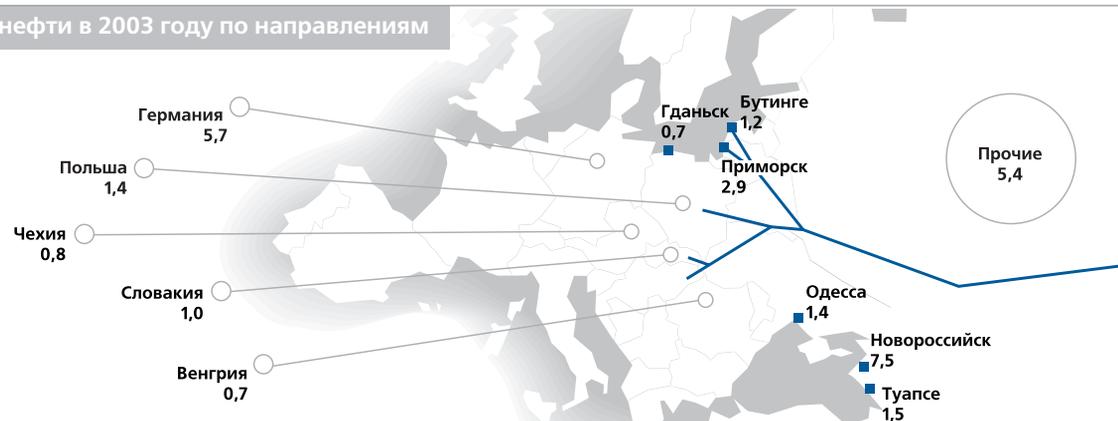
В целях снижения затрат на транспортировку нефти с месторождения Кумколь была построена нефтепроводная система Кумколь – Арыскум – Джусалы протяженностью 176,1 км. Получено разрешение Министерства энергетики и минеральных ресурсов на эксплуатацию трубопровода. В 2003 году завершено строительство железнодорожного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

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

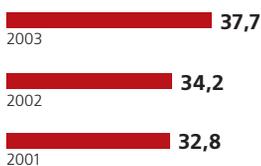
Экспорт нефти

Экспорт нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2003 году вырос по сравнению с 2002 годом на 10% и составил 37,7 млн т (47,6% от добычи). В дальнейшем зарубежье поставлено 30,2 млн т (на 8,2% больше, чем в 2002 году), что составляет 19,5% общероссийского экспорта в дальнее зарубежье.

Экспорт нефти в 2003 году по направлениям



Экспорт нефти, млн т



Для увеличения объемов экспорта с 2002 года действуют альтернативные транспортные схемы, использующие инфраструктуры Волгоградского и Нижегородского заводов, Астраханской нефтебазы №5, а также погрузочного терминала на станции Ветлосян. В 2003 году были начаты отгрузки нефти на экспорт с Пермского НПЗ, в том числе с декабря 2003 года – через порт Архангельск. Всего альтернативными маршрутами вывезено на экспорт 5,4 млн т нефти (в 4,5 раза больше, чем в 2002 году).

В 2003 году Компания прекратила отгрузки из порта Вентспилс (2002 год – 0,85 млн т) и поставки на Мажейкайский НПЗ (2002 год – 1,4 млн т). Начаты отгрузки из порта Бутинге в Литве и порта Гданьск в Польше, а также по нефтепроводу «Дружба» в Венгрию.

Для оптимального использования экспортного графика произведена переориентация экспортных потоков нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» с южных направлений – Новороссийск, Чехия – на более стабильные северные – Германия, Польша, Приморск, Бутинге.

Морские терминалы

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

Нефтяной терминал Варандей построен в 2000 году в 4 км от порта Варандей и соединен с береговыми нефтяными резервуарами подводным дюкером, по которому перекачивается нефть. В 2003 году экспорт нефти через Варандейский терминал составил 382 тыс. т (в 2 раза больше, чем в 2002 году). Для увеличения экспорта планируется строительство ледостойкого терминала на большей глубине.



В 2002 году **начато строительство распределительно-перевалочного комплекса на о. Высоцком** (Ленинградская обл.). В 2003 году продолжалось строительство береговых сооружений, а также морской части комплекса. Эта фаза работ включает в себя углубление дна акватории и фарватера (судоходный путь длиной 40 миль); строительство трех причалов и более чем стометровой дамбы, соединяющей островок Детинец с основным островом Высоцким; укрепление береговой линии. Глубина акватории позволит подходить к берегу судам грузоподъемностью до 47 тыс. т, а после выхода комплекса на полную мощность – до 80 тыс. т. По сути, речь идет о создании искусственной акватории в этой части Финского залива. Первый пусковой комплекс терминала мощностью 2,5 млн т будет введен в действие в первой половине 2004 года.

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

В ходе строительства терминала были реконструированы 4 резервуара общей емкостью 40 тыс. м³, насосная станция и причал. ТЭО проекта предусматривает также строительство дополнительных резервуаров объемом 60 тыс. т.

Планируется, что на полную мощность (3 млн т нефти и нефтепродуктов в год) терминал выйдет в 2005 году.

Терминал в Астраханской области позволяет осуществлять перевалку нефтепродуктов как с железнодорожного транспорта на танкеры, так и с водного транспорта в железнодорожные цистерны. Новый терминал в Астраханской области позволит Компании сократить дефицит перевалочных мощностей и снизить расходы на перевалку грузов.

ЛУКОЙЛ намерен использовать этот терминал в том числе и для поставок нефти и нефтепродуктов в Иран по схеме замещения.

ЛУКОЙЛ также ведет 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 молов в порту Балтийск до терминала необходимо в связи с увеличением объемов экспорта нефти через терминал в Ижевском после ввода в эксплуатацию месторождения Д-6 на шельфе Балтийского моря в 2004 году.

В результате реализации проекта терминал сможет обслуживать танкеры грузоподъемностью до 20 тыс. т (в настоящее время в Ижевское могут заходить суда грузоподъемностью 10–12 тыс. т) и увеличить перевалку до 4,5 млн т в год (в 2003 году перевалка через терминал составила 3,3 млн т).



ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ И СБЫТ



Стратегия

- Оптимизация структуры управления активами
- Переход к оценке результатов деятельности на основе финансовых показателей — прибыли, свободных денежных средств и доходности на вложенный капитал
- Повышение эффективности финансового и производственного планирования на корпоративном и функциональном уровнях
- Производство высококачественных и экологически чистых нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью
- Увеличение выходов светлых нефтепродуктов
- Контроль за производственными издержками
- Повышение доходности на вложенный капитал за счет более тщательного анализа инвестиционных проектов
- Повышение утилизации нефтяного газа
- Повышение эффективности продаж продуктов переработки газа
- Увеличение эффективности торговых операций
- Оптимизация логистики
- Разработка оптимальных транспортных маршрутов
- Участие в проектах по развитию нефтепродуктопроводного транспорта, позволяющих осуществлять поставку необходимых объемов нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов в порты для экспорта
- Увеличение объемов сбыта нефтепродуктов в розницу
- Развитие розничной сети реализации путем приобретения, строительства и реконструкции розничных сетей при соблюдении критериев экономической эффективности проектов
- Оптимизация существующей розничной сети с целью выявления неэффективных АЗС с последующим выводом их (франчайзинг, аренда, продажа) из состава Группы
- Проведение реконструкции тех АЗС, где доходность на вложенный капитал соответствует принятым в Компании нормам
- Оптимизация нефтебазового хозяйства

Нефтепереработка

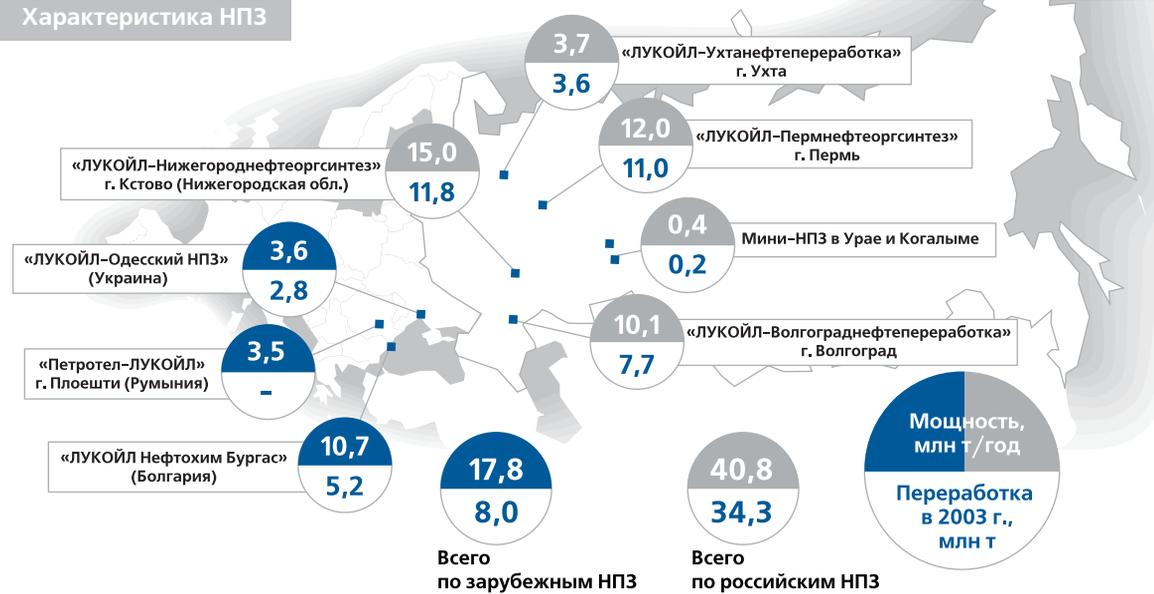
В 2003 году Компанией было переработано 43,5 млн т нефти (с учетом процессинга на сторонних НПЗ), в том числе 42,3 млн т — на собственных НПЗ. Капитальные вложения в нефтепереработку за год составили 302 млн долл.



Переработка нефти Компанией в 2003 г., млн т



Характеристика НПЗ



Россия

На российских НПЗ Компании было переработано 34,3 млн т нефти, загрузка производственных мощностей составила 83,2%.

Снижение безвозвратных потерь с 0,91% в 2002 году до 0,8% в 2003 году позволило получить дополнительный экономический эффект около 5 млн долл.

Производство основных нефтепродуктов российскими НПЗ Компании

Нефтепродукт	Производство нефтепродуктов, млн т		Доля Компании в общероссийском производстве, %
	российские НПЗ Компании	Россия	
Бензин автомобильный	4,0	27,2	14,7
Керосин авиационный	1,6	7,0	22,9
Дизельное топливо	8,9	50,6	17,7
Мазут топочный товарный и печное топливо	8,5	50,2	17,0
Битумы нефтяные	1,3	3,9	32,8
Кокс нефтяной	0,4	0,9	48,8
Масла и основы масел	1,2	2,7	44,5

ЛУКОЙЛ постоянно ведет работу по повышению качества продукции, реализуя стратегию перехода на выработку дизельного топлива, автомобильных бензинов, моторных масел и реактивного топлива мирового уровня качества.

Загрузка мощностей

ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка
75,2%*

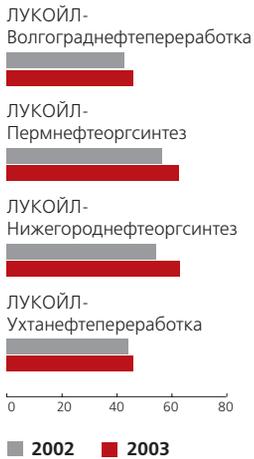
ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез
81,5%

ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез
76,3%

ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка
97,1%

* Технические ограничения «Транснефти».

Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов, %



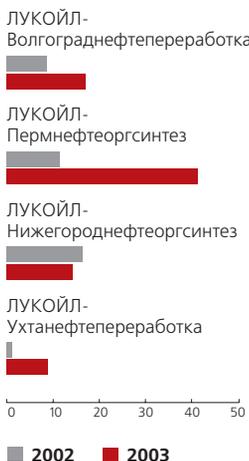
В рамках программы по повышению качества продукции Компания наращивает производство высокооктановых автобензинов и дизельного топлива с низким содержанием серы. Доля высокооктановых автобензинов в общем объеме производства автобензинов в 2003 году увеличилась на 6,8% по сравнению с 2002 годом и достигла 57,4%. Прирост производства высокооктановых автобензинов к уровню 2002 года по российским НПЗ Компании составил 102,5 тыс. т (4,7%).

В 2003 году выработка экологически чистого дизельного топлива (с содержанием серы 0,05 и 0,035%) увеличилась на 1 052 тыс. т, его доля в общем объеме производства дизельного топлива составила 23% по сравнению с 11% в 2002 году.

В 2003 году ЛУКОЙЛ стал первой российской компанией, начавшей производство реактивного топлива Джет А-1 (Jet A-1). Для выполнения технических требований Международной ассоциации воздушного транспорта ЛУКОЙЛ разработал корпоративный стандарт на выработку реактивного топлива Джет А-1, а компания BVQI сертифицировала систему менеджмента качества ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» на соответствие



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



требованиям международного стандарта ISO 9001:2000 и стандарта AS 9100 «Авиация и Космонавтика. Система качества». В 2003 году ЛУКОЙЛ начал поставки реактивного топлива Джет А-1 зарубежным авиакомпаниям, совершающим регулярные рейсы в аэропорты Российской Федерации.

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

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

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



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

Зарубежье

На зарубежных НПЗ Компании было переработано 8,0 млн т. В соответствии с интеграционной схемой глубокой переработки нефти на предприятиях зарубежного блока с Одесского НПЗ (Украина) продолжалась поставка мазута в Бургас (Болгария). Эти операции позволяют достигать существенного синергетического эффекта при использовании производственных мощностей украинского и болгарского НПЗ в единой производственной цепочке.

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

Для кардинального улучшения качества продукции румынский НПЗ Компании – «Петротел-ЛУКОЙЛ» – был остановлен в середине 2001 года для модернизации. Проводимая на заводе реконструкция предусматривает:

- реконструкцию топливной части завода для получения моторных топлив европейского качества (Евро-3 и Евро-4)
- реконструкцию действующих установок и ТЭЦ для снижения энергопотребления
- проведение ряда мероприятий по охране окружающей среды и для снижения потерь нефтепродуктов
- автоматизацию производства для сокращения численности персонала

Пуск завода после реконструкции запланирован на 2004 год.

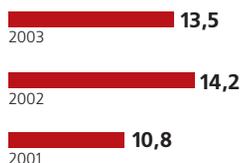
Нефтепродукты с НПЗ Компании, а также с привлеченных НПЗ поставляются на внутренний рынок и на экспорт железнодорожным, речным и трубопроводным транспортом.

В 2003 году на внутренний рынок и экспорт было отгружено 669 тыс. т нефтепродуктов с использованием нефтепродуктопровода Пермь – Андреевка.

С НПЗ в г. Кстово по системе магистральных продуктопроводов было поставлено 1,9 млн т нефтепродуктов (на 27% больше, чем в 2002 году).



Экспорт нефтепродуктов, млн т



Структура экспорта нефтепродуктов различными видами транспорта



За навигацию 2003 года с заводов Компании речными танкерами вывезено 2,4 млн т нефтепродуктов, что на 76,3 тыс. т больше по сравнению с 2002 годом.

Экспорт нефтепродуктов

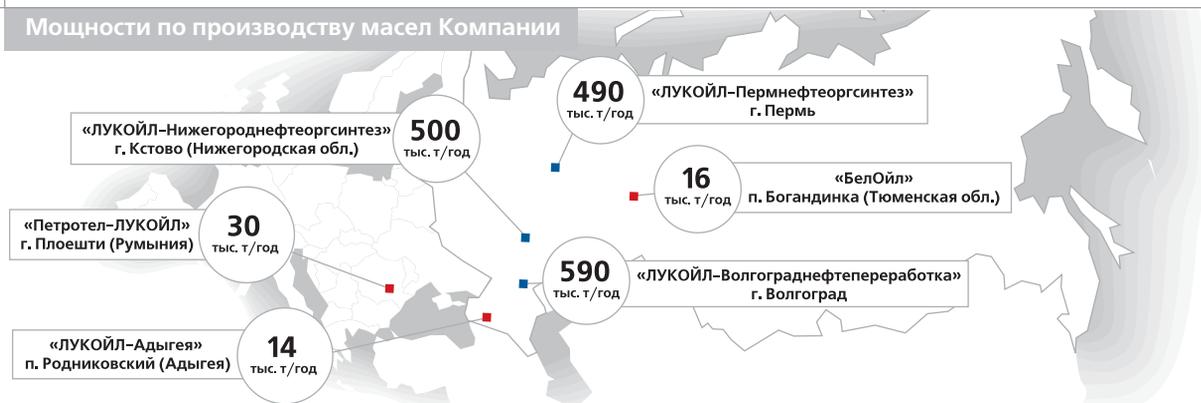
В 2003 году экспорт нефтепродуктов и продукции газопереработки составил 13,5 млн т. На 290 тыс. т в год увеличена квота сдачи дизельного топлива в систему магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт» в направлении Латвии как на наиболее эффективном для Компании направлении поставки дизельного топлива трубопроводным транспортом.

Значительно увеличена загрузка (с 72,9 до 347 тыс. т. нефтепродуктов) терминала Компании в порту Светлый (Калининград). Ежемесячные объемы поставки дизельного топлива/газойля EN-590 были увеличены до 40 тыс. т. Дополнительно начаты поставки малосернистого дизельного топлива производства Ухтинского НПЗ – до 30 тыс. т ежемесячно.

Производство масел

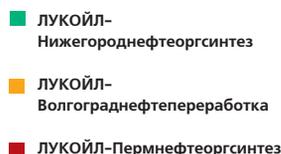
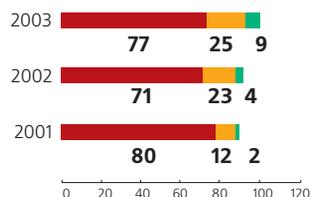
ЛУКОЙЛ – лидер в России по производству масел. Компания производит 44,5% всех масел в России, в том числе 55,2% моторных масел. Наливные и фасованные масла, а также компоненты масел производятся на трех НПЗ Компании – в Волгограде, Перми и Нижнем Новгороде. Кроме того, ЛУКОЙЛ располагает тремя линиями по производству смазочных масел путем смешивания базовых компонентов с присадками – на заводе «БелОйл» (тюменский филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»), на нефтебазе в Республике Адыгея и на НПЗ в г. Плоешти (Румыния). На эти заводы осуществляется поставка базовых наливных масел и присадок, а полученные товарные масла фасуются и продаются на региональных рынках.

Мощности по производству масел Компании

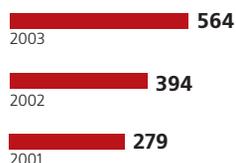


Производство масел на трех российских заводах Компании в 2003 году составило 1 219,6 тыс. т и увеличилось по отношению к 2002 году на 15,5%. В 2003 году предприятия Компании увеличили производство фасованных масел по отношению к уровню 2002 года на 13,7 тыс. т, или на 14%.

Производство фасованных масел



Экспорт масел, тыс. т



Распределение масел в 2003 г., тыс. т

	Внутренний рынок	Экспорт
Реализация масел	513,4	563,6
в том числе:		
моторные	403,5	74,9
<i>в том числе фасованные</i>	99,1	11,5
базовые	5,9	305,1
прочие	104,0	183,6

В 2003 году на комплексе КМ-3 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» начато производство изопарафинового базового масла «ЛУКОЙЛ VHVI-4». Полученные генеральные допуски на его использование в составе моторных масел взамен импортных синтетических компонентов дали возможность значительно сократить закупки этих компонентов для выработки высокоэффективных масел. Начато производство полностью синтетических масел на основе «ЛУКОЙЛ VHVI-4»: «ЛУКОЙЛ-Люкс» 0W40, 0W30 и «ЛУКОЙЛ-Синтетик» 5W40.

Высокое качество масел «ЛУКОЙЛ» было отмечено наградами: масла «ЛУКОЙЛ-Люкс», «ЛУКОЙЛ-Авангард» и «ЛУКОЙЛ-Синтетик» получили в 2003 году золотые медали «For High quality. New millenium» и медали «Российская марка».

Газопереработка

ЛУКОЙЛ – компания, специализирующаяся на добыче и переработке не только нефти, но и газа. В состав Группы входят 4 газоперерабатывающих завода общей мощностью 2,6 млрд м³ газа, осуществляющих переработку нефтяного газа в товарный газ и жидкие углеводороды.

ГПЗ	Расположение	М о щ н о с т ь	
		переработка газа, млн м ³ /год	переработка жидких углеводородов, тыс. т/год
Локосовский ГПЗ	г. Лангепас (<i>Западная Сибирь</i>)	1 070	–
Пермнефтегазпереработка	г. Пермь	500	480
Коробковский ГПЗ	г. Котово (<i>Волгоградская обл.</i>)	400	160
Усинский ГПЗ	г. Усинск (<i>Коми</i>)	700	–

В 2003 году газоперерабатывающими заводами ОАО «ЛУКОЙЛ» переработано 2 172 млн м³ нефтяного газа, 97 млн м³ жирного газа и 360 тыс. т широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Выработано 1 835 м³ отбензиненного газа, 450,2 тыс. т сжиженных газов и 134,4 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции).

Переработка нефтяного газа ГПЗ Компании, млн м³



Предприятия нефтехимии Компании и их профили



Нефтехимия

Сегодня ЛУКОЙЛ – компания, имеющая крупнейший нефтехимический сектор в России и Восточной Европе, – удовлетворяет значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров, одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 50 стран мира, включая страны Европы, Азии, Африки и Америки.

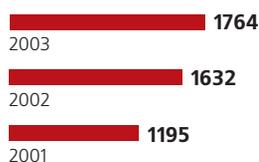
За отчетный период на предприятиях нефтехимии переработано 2,26 млн т сырья, что на 14% выше уровня 2002 года, в том числе пиролизного сырья 1,68 млн т. Компания работает над замещением дистиллятных фракций, направляемых на пиролиз, более дешевым газовым сырьем. В 2003 году доля газового сырья составила 18,1% (против 14,2% в 2002 году). Обеспечение предприятий сырьем на 77,0% покрывалось за счет ресурсов Компании. Уровень использования производственных мощностей на трех заводах достиг 80% (74% в 2002 году).

В 2003 году на нефтехимических предприятиях Компании в России и Украине произведено более 1,76 млн т продукции.

Кроме того, на болгарском предприятии «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» выработано 371,5 тыс. т нефтехимической продукции, в том числе 147,7 тыс. т продукции органического синтеза и 223,8 тыс. т полимеров, включая 71,6 тыс. т полиэтилена высокого давления.



Производство
нефтехимической
продукции, тыс. т



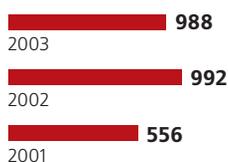
В настоящее время Компания занимает ведущее место в нефтехимической отрасли России, стран СНГ и всей Восточной Европы и является:

- крупнейшим в Восточной Европе производителем олефинов (суммарные мощности — более 1 млн т/год)
- крупнейшим в Восточной Европе производителем полиэтилена (суммарные мощности — 480 тыс. т/год)
- крупнейшим в Восточной Европе и единственным в России производителем нитрила акриловой кислоты (НАК) — сырья для производства синтетических волокон (по мощности — 4-е место в Европе)
- владельцем крупнейшего в Европе завода винилхлорида-мономера (мощность — 370 тыс. т/год)
- единственным в России производителем полиакрилнитрилового волокна
- крупнейшим в России производителем метилметакрилата (ММА)

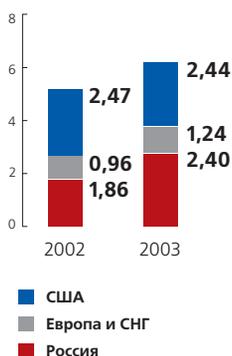
Компания производит на предприятиях России и Украины продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы.

	2001	2002	2003
Производство товарной продукции, тыс. т	1194,9	1632,2	1763,8
Полимеры и мономеры:			
полиэтилен	298,1	366,5	356,3
синтетическое волокно	11,6	13,5	21,2
винилацетат	0	30,7	42,5
винилхлорид	70,7	120,7	173,2
Продукция органического синтеза:			
бензол	118,7	151,1	156,7
фенол, ацетон	39,6	31,1	36,8
метилметакрилат	20,6	20,7	23,8
нитрил акриловой кислоты	83,5	122,2	117,7
сульфат аммония	56,5	50,3	60,7
Продукция пиролиза и топливные фракции:			
пропилен	162,0	220,7	233,1
этилен товарный	32,4	47,5	52,6
фракция бутилен-бутадиеновая	106,6	143,7	147,6
фракция C ₅ -C ₉	71,2	101,6	108,4
смола нефтяная тяжелая	86,2	127,2	133,7
Прочее	37,2	84,7	99,5

Экспорт нефтехимической продукции, тыс. т



Реализация нефтепродуктов через розничную сеть, млн т



Более высокие по сравнению с экспортными цены на внутреннем рынке дают возможность значительную часть вырабатываемой продукции реализовывать на внутреннем рынке для переработки в различные виды изделий: трубы, пленки, листы, изделия бытового и технического назначения и пр. Объемы поставок на рынок России и стран СНГ увеличились на 50% по сравнению с 2002 годом. Вместе с тем, ограниченная емкость внутреннего рынка сохраняет необходимость существенного экспорта товаров нефтехимии. Доля экспорта нефтехимической продукции в дальнее зарубежье в 2003 г. составила 59%.

В 2003 году капитальные вложения в модернизацию и техническое перевооружение нефтехимического производства составили 39 млн долл.

Сбыт нефтепродуктов

Сбытовая сеть Компании охватывает 17 стран мира, включая Россию, страны СНГ (Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина), а также государства Европы (Болгария, Венгрия, Кипр, Латвия, Литва, Польша, Сербия, Румыния, Чехия, Эстония) и США, и насчитывает 201 объект нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 3,0 млн м³ и 4 599 автозаправочных станций.

В сектор сбыта в 2003 году было инвестировано 502 млн долл. Эти средства были направлены на покупку сбытовых сетей в Румынии (MV Properties) и Сербии (Veopetrol), а также строительство Астраханской железнодорожной сливноналивной эстакады и реконструкцию 591 АЗС.

Сбытовая сеть Компании



* Включая компанию «Петрол» (Болгария).

Структура реализации нефтепродуктов предприятиями НПО



Россия

По состоянию на 1 января 2004 года сбытовая сеть ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России включала 10 организаций нефтепродуктообеспечения (НПО), осуществляющих свою деятельность в 60 субъектах РФ.

В 2003 году Компания поставила на внутренний рынок РФ 18,6 млн т наливных нефтепродуктов (на 9% больше, чем в 2002 году). В том числе крупным оптовым и государственным потребителям отгрузка произведена в объеме 6,9 млн т, или 37% от всего объема поставок нефтепродуктов на внутренний рынок.

Объем реализации нефтепродуктов организациями НПО РФ составил 14,3 млн т.

Розничная сеть Компании в России насчитывает 1 456 собственных и арендованных, а также 276 франчайзинговых АЗС. Через нее реализуется около 50% автобензинов от общего объема производства.



Структура реализации нефтепродуктов через розничную сеть, тыс. т

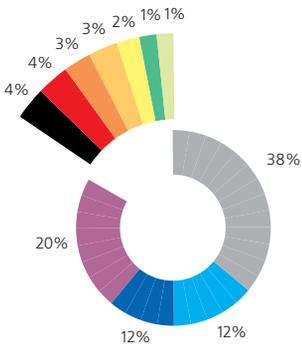


Всем организациям НПО удалось значительно увеличить объемы розничных продаж через собственные АЗС по сравнению с аналогичным периодом 2002 года.

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

В 2003 году продолжалась работа по расширению системы приобретения топлива по единой топливной карте. Начато внедрение системы «ЛИКард» в новых регионах России (Мурманск, Воронеж, Липецк, Белгород) и ряде регионов Украины. По состоянию на 1 ян-

Структура реализации нефтепродуктов зарубежными региональными сбытовыми обществами Компании (опт и розница)



- Болгария
- Украина
- Молдова
- Белоруссия
- Турция
- Сербия
- Румыния
- Страны Балтии
- Польша
- Азербайджан
- Грузия

варя 2004 года оборудованием для приема единых топливных карт оснащено 1 410 АЗС, в том числе в Российской Федерации – 1 250. Количество находящихся в обращении карт увеличилось на 37% по сравнению с 2002 годом и составило 145 401 шт.

В 2003 году по топливным картам реализовано свыше 363,8 тыс. т нефтепродуктов (на 47% больше, чем в 2002 году). В целях повышения привлекательности обслуживания клиентов по безналичному расчету на АЗС предприятий НПО разработана и внедрена система реализации нефтепродуктов по бонусным картам для физических лиц (около 30 тыс. карт). Ведутся работы по сертификации системы «ЛИКард» в рамках системы Europay/MasterCard и VISA.

Зарубежье

В 2003 году Компанией было реализовано за рубежом 4,8 млн т наливных нефтепродуктов (без учета США), в том числе 1,2 млн т через сеть АЗС.

В 2003 году Компания значительно расширила свою сбытовую сеть в Европе: число АЗС возросло с 679 (в 2002 году) до 1 063.

В сентябре 2003 года ЛУКОЙЛ приобрел сербскую компанию «Беопетрол», эксплуатирующую около 200 АЗС и 8 нефтехранилищ общей емкостью около 30 тыс. м³ и контролирующую около 20% розничного топливного рынка Сербии.



ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ





Технологическая и инновационная политика Компании направлена на увеличение производственных мощностей, обновление фондов, снижение затрат на добычу и переработку нефти. Благодаря новейшим технологиям Компания имеет возможность постоянно повышать эффективность эксплуатации действующих месторождений.

Специалисты Компании проводят тщательную работу по изучению и конкурсному отбору лучших предложений рынка техники и технологий, учитывая их технический уровень, качество, цену, совместимость с имеющимися технологиями и экологическую безопасность.

Активное применение новых эффективных технологий и прогрессивной техники позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти на месторождениях Компании и добывать дополнительные объемы углеводородов.

Интенсификация добычи нефти и газа

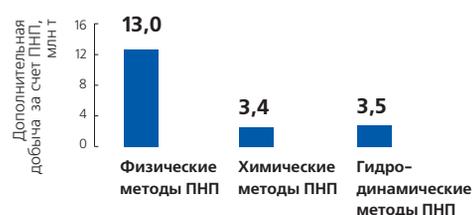
В течение 2003 года проводились опытно-промышленные работы по внедрению новых технологий повышения нефтеотдачи пластов и по дальнейшему совершенствованию апробированных технологий. За счет методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) в 2003 году получено более 19,9 млн т нефти (на 2,8 млн т больше, чем в 2002 году), или более 25% общей добычи по Компании.

Основной эффект (65% от общей дополнительной добычи) достигнут за счет физических методов ПНП, и в первую очередь за счет проведения гидроразрыва пласта (542 операции с эффективностью 10 млн т нефти). За счет применения химических методов ПНП получена дополнительная добыча в объеме 3,4 млн т. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи — циклическое заводнение с изменением фильтрационных потоков, форсированный отбор и вовлечение в разработку недренируемых запасов — позволили добыть дополнительно 3,5 млн т нефти.

Применение методов ПНП



Эффективность методов ПНП



За счет совершенствования технологии и более тщательного подбора скважин была увеличена эффективность проводимых операций по гидроразрыву пластов — прирост дебита нефти на одну операцию в 2003 году составил 20,3 т/сут (в 2002 году — 18,9 т/сут).



Дополнительная добыча из скважин после капитального ремонта в 2003 году составила 3,1 млн т при приросте дебита 6,3 т/сут на одну отремонтированную скважину. Средний срок окупаемости ремонта составил 4,1 месяца.

За год в целом по Компании внедрено 2 890 единиц высокоэффективного оборудования для подъема продукции скважин (винтовых, электроцентробежных, погружных насосов), что позволило увеличить дебит скважин и межремонтный период.

Для повышения уровня автоматизированного контроля за работой добывающих и нагнетательных скважин и управления этой работой в 2003 году было установлено новое современное оборудование на 1 621 скважине. Также внедрялось оборудование для предупреждения и борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин и для повышения точности измерений дебитов и обводненности продукции нефтяных и приемистости нагнетательных скважин.

Заслуживают внимания результаты внедрения современных технологий довыработки запасов на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, в первую очередь — технологии бурения вторых стволов с наклонно направленным или горизонтальным окончанием. В течение 2003 года на месторождениях нефтедобывающих предприятий Компании проведено 55 операций по бурению вторых стволов со средним дебитом 29,9 т/сут; дополнительная добыча составила 192 тыс. т.

Хорошие результаты по данному виду геолого-технических мероприятий получены за счет активного использования геолого-гидродинамических моделей на стадии проектирования работ и подготовки их технико-экономического обоснования.

В 2003 году на месторождениях в Пермской области применена новая технология вскрытия пласта на депрессии, позволяющая:

- исключить негативное воздействие на пласт бурового и цементного растворов
- увеличить дебиты скважин по сравнению с пробуренными по обычной технологии в 1,5–2 раза
- сократить срок окупаемости новых скважин более чем в 2 раза

В 2003 году на депрессии пробурено 45 скважин, в том числе 2 скважины с горизонтальным участком ствола.

Энергосберегающие технологии

В 2003 году за счет применения энергосберегающих технологий ЛУКОЙЛ стабилизировал производственное потребление электроэнергии при росте добычи и переработки нефти в целом по Компании. Внедрение жесткой системы контроля за закачкой воды для поддержания пластового давления в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» впервые за последние несколько лет привело к снижению ее производственного потребления по сравнению с



2002 годом на 1,7% при росте добычи нефти более чем на 2,7%. В нефтеперерабатывающем секторе Компании прирост доли тепла собственного производства в общем балансе потребления тепловой энергии составил более 6%.

В результате проведения организационно-технических мероприятий экономия составила 215,76 млн кВт ч электроэнергии, 356,93 тыс. Гкал тепловой энергии и 15,61 тыс. т у. т. котельно-печного топлива.

Экономия финансовых средств от проведения энергосберегающих организационных и технических мероприятий по ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2003 год составила 11,2 млн долл.

Ускоренный перевод организаций группы «ЛУКОЙЛ» на автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) позволит за счет повышения класса точности учета и перехода на тарифы по зонам суток обеспечить сокращение расходов на покупку электроэнергии на 4–5%. Кроме того, внедрение АСКУЭ позволит обеспечить готовность обществ Компании к выходу на оптовый рынок электроэнергии. Пилотные проекты создания полномасштабных автоматизированных систем управления энергоснабжением с функциями АСКУЭ завершены в 2003 году в ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка».

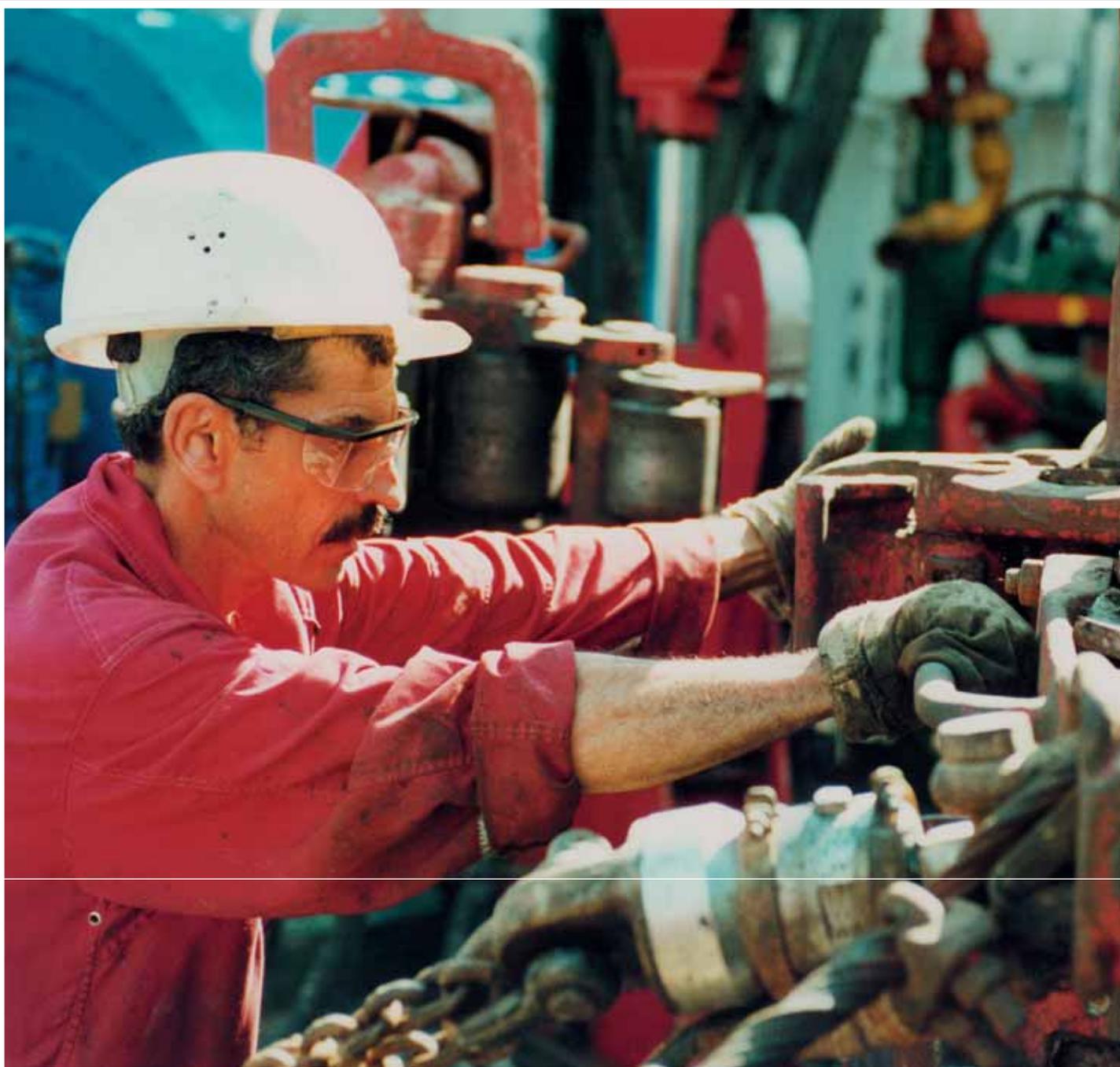
В дочерних обществах ОАО «ЛУКОЙЛ» проводятся энергетические обследования. Первые результаты этих обследований показали, что энергоаудит является эффективным инструментом выявления резервов экономии топлива и энергии. Материалы энергоаудита также служат для формирования стратегии энергосбережения в дочерних обществах ОАО «ЛУКОЙЛ».

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 году дан старт промышленной эксплуатации ИСУ на предприятиях нефтепереработки («ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»), начата опытная эксплуатация ИСУ в нефтегазодобывающих обществах. Продолжались работы по созданию ИСУ в головном предприятии Компании. В организациях нефтепродуктообеспечения («ЛУКОЙЛ-Пермнефтепродукт») велись работы по внедрению ИСУ на базе программного продукта собственной разработки. Таким образом, разрабатываемые и внедряемые элементы ИСУ охватывают все сферы деятельности Компании – добычу, переработку нефти и газа и сбыт продукции.



СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ



Экология и промышленная безопасность

В условиях современной экономики невозможно обеспечить эффективное производство при бесконтрольном потреблении. Это, естественно, относится к потреблению возобновляемых и невозобновляемых природных ресурсов. Компания осознает свою ответственность перед обществом по сохранению благоприятной окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов. Своими приоритетными задачами Компания считает обеспечение безопасных условий труда работников, защиту здоровья персонала и населения, проживающего в районах деятельности предприятий Компании, а также сохранение благоприятной окружающей природной среды.

За время, прошедшее с момента создания Компании, нами выстроены системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. По всей вертикали управления определены обязанности персонала и его ответственность. Разработаны процедуры экологического сопровождения принятия решений, начиная от момента замысла до реализации любого инвестиционного проекта. Отработаны механизмы выделения приоритетных экологических аспектов, на базе чего осуществляется планирование природоохранной работы. Определены механизмы выделения материально-технических ресурсов, включая источники финансирования. Все дочерние общества оснащены в необходимом объеме силами и средствами для предупреждения и ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Руководство ОАО «ЛУКОЙЛ» исходит из того, что обеспечение экологической и промышленной безопасности, снижение техногенной нагрузки на окружающую среду является неотъемлемой составляющей эффективной производственной деятельности. Только за последние 5 лет ЛУКОЙЛ направил на природоохранную деятельность более 900 млн долл.

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





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

- постоянное улучшение состояния промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и обеспечение контроля за выполнением этих обязательств
- рациональное использование вовлекаемых в производство и находящихся в регионах деятельности предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» природных ресурсов
- достижение уровня промышленной и экологической безопасности, соответствующего современному состоянию развития науки, техники и общества
- повышение промышленной и экологической безопасности производственных объектов Компании, снижение их негативного воздействия на окружающую среду за счет повышения надежности технологического оборудования, обеспечения его безопасной и безаварийной работы
- создание в Компании эффективных процедур подготовки и реализации программ в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, обеспечивающих постоянное выявление и решение наиболее важных задач промышленной и экологической безопасности, стоящих перед Компанией
- стабилизация и последующее сокращение количества, а также снижение токсичности выбросов, сбросов загрязняющих веществ и отходов при увеличении объемов производства за счет внедрения новых прогрессивных технологий, оборудования, материалов и повышения уровня автоматизации управления технологическими процессами
- снижение техногенной нагрузки на окружающую среду от вновь вводимых объектов посредством улучшения качества подготовки предпроектной и проектной документации и проведения ее экологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности
- повышение эффективности производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и экологического мониторинга на объектах Компании на основе внедрения современных информационных технологий, методов технической диагностики и дистанционного зондирования.



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

В 2003 году Компания разработала и приняла «Программу экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2008 гг.», включающую в себя около 400 мероприятий общей стоимостью 33,5 млрд руб. Эти мероприятия сформированы в восемь основных блоков — подпрограмм: «Чистый воздух», «Чистые воды», «Отходы», «Рекультивация», «Предотвращение и ликвидация аварийных ситуаций», «Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы», «Экологический менеджмент», «Экологический мониторинг».

Реализация Программы позволит существенно снизить негативное воздействие на окружающую среду, сократить потери нефтепродуктов и уменьшить водопотребление. Одним из важных положений этого документа является повышение уровня утилизации попутного газа до 87%.

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

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

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

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



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

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

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

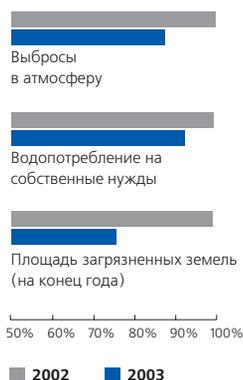
Кроме того, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» первыми среди российских нефтеперерабатывающих заводов получили сертификаты соответствия системы управления качеством международному стандарту ISO 9001. Из зарубежных предприятий Компании такие сертификаты имеют ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский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

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

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



Воздействие на окружающую среду предприятий Группы



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

- добиться соответствия экологической деятельности предприятия его основным производственным и экономическим целям
- более полно удовлетворять критериям инвесторов и страховщиков и получить соответствующие льготы и выгоды
- поддержать хороший имидж предприятия, повысить оценочную стоимость его основных фондов и высокую рыночную стоимость акций
- оптимизировать соответствие деятельности природоохранному законодательству
- повысить эффективность контроля за природоохранной деятельностью и снизить издержки
- увеличить возможности по эффективной адаптации к любым внешним изменениям
- снизить уровень аварийности, наносящей экологический ущерб и приносящий дополнительные издержки
- упростить получение разрешительных документов
- улучшить взаимоотношения с государственными природоохранными органами
- расширить возможности по привлечению высококвалифицированной рабочей силы
- укрепить и расширить свои возможности на рынках продукции, в том числе на рынках экологически чистых продуктов
- поддерживать хорошие отношения с населением, общественностью

Все это делает работу по подготовке предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» к сертификации очень важной как для Компании в целом, так и для ее акционеров.

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

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



Персонал и социальная политика

Управление персоналом

Мы понимаем, что грамотный, высококвалифицированный и высоко мотивированный персонал играет ключевую роль в увеличении стоимости Компании. Именно поэтому мы уделяем большое внимание подбору высококвалифицированного персонала, продолжению роста его квалификации и мотивации.

19 мая 2003 года Правлением Компании утвержден основополагающий документ в области работы с кадрами – «Политика управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ». Политика управления персоналом формулирует задачи в области управления персоналом, исходя из бизнес-стратегии, определяет потребности бизнеса в человеческих ресурсах и вследствие этого является частью общей стратегии Компании.

Итоги 2003 года в области управления персоналом и социальной политики

- Разработана и утверждена «Политика управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ»
- Разработана и утверждена «Программа акционирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ»
- Разработано и утверждено «Положение об аттестации работников ОАО «ЛУКОЙЛ», проведена аттестация работников центрального аппарата Компании
- Заключены соглашения о сотрудничестве с РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Уфимским государственным нефтяным техническим университетом, Санкт-Петербургским государственным горным институтом, Азербайджанской государственной нефтяной академией
- Завершены разработка, согласование и начата реализация программ формирования «Системы охраны здоровья работников организаций группы «ЛУКОЙЛ» и «Системы социальной поддержки ветеранов организаций группы «ЛУКОЙЛ»
- Осуществлен перевод корпоративной системы негосударственного пенсионного обеспечения на работу по схеме долевого участия работников в формировании пенсионных накоплений





Одним из основных направлений развития Компании является профессиональное обучение ее сотрудников. Уровень квалификации персонала — важнейший фактор, определяющий конкурентные преимущества любой организации. Созданная в Компании система непрерывной подготовки кадров направлена на приобретение персоналом необходимых знаний и профессиональных навыков.

В Компании используется весь арсенал современных средств обучения: семинары, тренинги, зарубежные стажировки, программы компьютерного дистанционного обучения, обучение по программам MBA. На протяжении последних трех лет наблюдается устойчивая динамика роста численности работников, повысивших свою квалификацию. В организациях группы «ЛУКОЙЛ» на сегодняшний день функционируют 20 учебных центров, учебно-материальная база которых в 2003 году была значительно усовершенствована.

Предметом особой заботы Компании является работа с молодыми специалистами. Создана система по подготовке и профессиональному росту молодых специалистов. За три последних года повысили квалификацию около пятисот молодых специалистов, абсолютное большинство из них зачислено в резерв на вышестоящие должности.

В 2003 году была продолжена работа с высшими учебными заведениями по реализации принятых стратегических соглашений в области подготовки персонала. С целью координации этой деятельности утвержден Совет по работе с высшими учебными заведениями.

Одной из основных составляющих политики управления персоналом является создание эффективной системы общего вознаграждения, которая призвана привлечь и удержать высококвалифицированных работников; создать стимулы для улучшения корпоративного управления, повышения капитализации и инвестиционной привлекательности Компании.

16 апреля 2003 года Советом директоров была утверждена «Программа акционирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ». Через три года после начала ее реализации сотрудники Компании имеют право реализовать свой опцион в случае выполнения контрактных обязательств и плановых показателей. Планируется, что в Программе

будет использовано 10 млн акций. Ее цель — обеспечить мотивацию персонала Компании в повышении эффективности ее работы и обеспечении единства интересов персонала, ее акционеров и инвесторов.

Социальная политика

Социальная политика Компании направлена на повышение эффективности работы и социальной защищенности работников, поддержание стабильности в трудовых коллективах. Социально ответственное поведение Компании подтверждает принятие в 2002 году уникального корпоративного документа — «Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ», в котором Компания принимает на себя социальные обязательства по ответственному поведению перед обществом, персоналом и корпоративными пенсионерами.



Принципы и нормы, заложенные в Социальном кодексе, обязательны для Компании, ее дочерних обществ и контролируемых ею некоммерческих организаций. Принимаемые Компанией дополнительные обязательства не отменяют и не подменяют собой результаты коллективных переговоров с работниками; обращены как к работникам, неработающим пенсионерам организаций группы «ЛУКОЙЛ», акционерам Компании, так и, в более широком плане, к коммерческим партнерам, государству и гражданскому обществу; рассчитаны на солидарные инициативные действия участников рынка и партнерское взаимодействие с государством и обществом.

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

Компания стимулирует труд своих работников, выплачивая им достойную, регулярно индексируемую заработную плату и реализуя широкий комплекс программ и мероприятий, составляющий социальный пакет работников и неработающих пенсионеров, к которому относятся:

- охрана здоровья и медицинское обслуживание сотрудников, включая добровольное медицинское страхование
- создание условий для отдыха и оздоровления сотрудников и членов их семей
- социальная поддержка женщин и семей с детьми
- социальная поддержка пенсионеров и инвалидов
- программа личного страхования работников
- социальная поддержка молодых специалистов
- программа негосударственного пенсионного обеспечения работников, уходящих на пенсию
- проведение физкультурно-оздоровительных мероприятий

Неотъемлемой частью социальной политики Компании является негосударственное пенсионное обеспечение работников. Во исполнение задач, поставленных Социальным кодексом ОАО «ЛУКОЙЛ», в 2003 году начался перевод негосударственного пенсионного обеспечения на принципы долевого участия работников и работодателя в финансировании пенсий. В связи с этим Советом директоров и Правлением Компании принята новая нормативная база. В 2003 году в организациях Группы было назначено 1 795 негосударственных пенсий. Общее количество назначенных пенсий на начало 2004 года составило 7 021.

В 2003 году проведена ежегодная независимая актуарная оценка пенсионных обязательств Компании актуарием – компанией «PricewaterhouseCoopers». На конец года пенсионные обязательства Компании составили 123 млн долл. по сравнению со 161 млн долл. в 2002 году.



Благотворительная и социальная деятельность

Различные социальные и благотворительные программы стали сегодня для крупных компаний привычной и неотъемлемой составляющей корпоративных стратегий. Реализуемые в соответствии с ними социально значимые проекты не только содействуют развитию компании, улучшают ее репутацию, способствуют укреплению духа корпоративной солидарности, но и значительно расширяют рамки конструктивного сотрудничества с государством, деловыми кругами и обществом.

Наши специальные социальные и благотворительные программы дополняют и развивают социальные проекты, проводимые местными администрациями, поскольку с разрушением государственной социальной системы ответственность за уровень жизни людей легла на плечи компаний, работающих в тех или иных регионах и городах. К приоритетным программам социальной и благотворительной деятельности Компании, нашедшим свое отражение в Социальном кодексе ОАО «ЛУКОЙЛ», можно отнести следующие.

Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений. Благодаря этой программе воспитанники детских домов и интернатов в Западной Сибири, Кирове, Усинске, Саратове, Сыктывкаре, Архангельске, Санкт-Петербурге, Великом Устюге, Перми, Астраханской, Волгоградской, Калининградской, Нижегородской областях постоянно ощу-



щают на себе заботу Компании и Благотворительного фонда «ЛУКОЙЛ». Оказывая на протяжении многих лет этим организациям шефскую помощь, Компания помогает их выпускникам обрести профессию и найти свое место в жизни.

ЛУКОЙЛ ежегодно организует летний отдых ребят из детских домов Ишима, Лангепаса, Кирова, финансируя их поездки на побережье Черного моря и в подмосковные дома отдыха. В 2003 году более ста воспитанников этих учреждений провели летние каникулы в спортивно-оздоровительном комплексе «Анапа».

В канун новогодних праздников Компания приобрела подарки для 22 детских домов, расположенных в регионах деятельности ее предприятий. Воспитанники четырех детских учреждений Саратовской области получили от шефов автомобили «Газель».

Особое внимание уделяет Компания детям, нуждающимся в медицинской помощи. На протяжении нескольких лет ЛУКОЙЛ совместно с ЮНЕСКО и Фондом «Иллюстрированные книжки для маленьких слепых детей» принимает участие в проекте «Каждому слепому ребенку — книжку в подарок». В 2003 году такие издания, чрезвычайно необходимые для нормального развития малышей, получили в подарок шесть специализированных детских учреждений Калининграда.

Компания поддерживает и уникальное для Западной Сибири учреждение — расположенный в Лангепасе реабилитационный центр для детей-инвалидов.



Поддержка медицинских учреждений. Уровень здоровья россиян — не только залог процветания страны и укрепления ее экономического могущества, но еще и важное условие развития самих корпораций. Это во многом объясняет то внимание, которое Компания уделяет этому направлению благотворительной деятельности.

В Москве и Санкт-Петербурге ЛУКОЙЛ поддерживает ряд крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров: Научный центр акушерства, гинекологии и перинатологии, Гематологический научный центр, Российский кардиологический научно-производственный комплекс, Центральный научно-исследовательский рентгенорадиологический институт, Ленинградскую областную клиническую больницу. Не менее активно Компания оказывает помощь и медицинским учреждениям в регионах. Благодаря этому был произведен ремонт здания Усинской городской больницы, которая наряду с горбольницами Усинска и Калининграда получила еще и современное медицинское оборудование.

В рамках специальной программы по охране здоровья работников завода и населения в городе Кстово, где расположен крупный НПЗ Компании, действуют современный оздоровительный комплекс для женщин, стоматологическое отделение, кабинет функциональной диагностики.



Поддержка ветеранов войны и труда. Проживающие в регионах деятельности Компании фронтовики-нефтяники, ветераны ВОВ и трудового фронта ежегодно в канун дня Победы получают денежные пособия от компании «ЛУКОЙЛ». К отмечавшейся в феврале



2003 года 60-й годовщине Сталинградской битвы Компания подготовила программу благотворительной помощи участвовавшим в этом сражении ветеранам Великой Отечественной войны. В рамках программы ЛУКОЙЛ профинансировал приобретение автомобилей «Ока» и слуховых аппаратов, а также передал Волгоградскому областному Совету ветеранов здание, где бывшие фронтовики теперь смогут проводить свои встречи.

Кроме того, Компания помогла отреставрировать волгоградский мемориал «Солдатское поле» и памятники воинам, погибшим в годы Великой Отечественной войны, в городах Котово, Жирновск, Фролово, поселке Красный Яр.

Еще одним адресом благотворительной помощи стал дом-интернат для престарелых и одиноких граждан Усинска, отремонтированный и укомплектованный на средства Компании техническим оборудованием.



Программы в области образования. Приоритетным направлением благотворительной и социальной деятельности Компании являются забота о подрастающем поколении и подготовка молодых квалифицированных специалистов для российской нефтяной отрасли. Для поддержки наиболее одаренных студентов ЛУКОЙЛ учредил именные стипендии, которые выплачивает учащимся ведущих профильных вузов страны, среди которых Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, Санкт-Петербургский государственный горный институт, Пермский государственный технический университет, Ухтинский государственный технический университет, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Волгоградский государственный технический университет, Самарский государственный технический университет, Архангельский государственный технический университет. ЛУКОЙЛ оказывает поддержку и самим этим учебным заведениям, приобретая для них оборудование, которое позволяет вести учебный процесс на современном уровне.

В 2003 году Компания оснастила в Пермском техническом университете лабораторию по изучению физики пластов. Ухтинскому университету ЛУКОЙЛ подарил оборудование для лаборатории «Физика нефтяного и газового пласта» и выделил средства для создания и оснащения компьютерного центра.

Пользуются поддержкой Компании и профильные учебные заведения ближнего зарубежья. Одно из них – Азербайджанская государственная нефтяная академия.

С 2003 года ЛУКОЙЛ приступил к реализации проекта по подготовке нового поколения нефтяников. В соответствии с ним на базе московской школы-гимназии №45 планируется открыть специализированные «лукойловские» классы, выпускники которых затем будут обучаться в Российском государственном университете нефти и газа им. И. М. Губкина, а также в Высшей школе экономики по специальностям, необходимым Компании.

Еще одним способом оказания поддержки молодежи стало участие Компании в проведении Всероссийского фестиваля «Пути надежды» – межрегионального социального про-





екта по оказанию помощи юношам и девушкам из социально незащищенных слоев населения. В рамках этого начинания, главные задачи которого — повышение творческого и профессионального мастерства молодых талантов и помощь в получении ими достойного образования, на конкурсной основе были присуждены 750 грантов в области культуры, образования, дошкольного воспитания и медицины.

Сохранение культурного наследия. Особое место в благотворительной деятельности Компании занимают программы, ориентированные на развитие российской культуры, возрождение духовности и сохранение национальных ценностей. ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ряду крупнейших отечественных музеев, среди которых Государственный музей изобразительных искусств им. А. С. Пушкина, Музеи Московского Кремля, Государственный Русский музей. В частности, в 2003 году Компания помогла организовать в Музеях Московского Кремля выставку «Россия — Британия. К 450-летию установления дипломатических отношений». Ощущают поддержку нефтяников и в регионах. Среди подопечных Компании — Архангельский государственный музей деревянного зодчества и народного искусства «Малые Корелы», Ухтинский краеведческий музей, Астраханский кремль.

Многолетнее сотрудничество связывает ЛУКОЙЛ с Большим симфоническим оркестром им. П. И. Чайковского под управлением В. Федосеева, хореографическим ансамблем «Березка», Академическим хором русской песни, детским ансамблем народного танца «Калинка». Компания входит в попечительские советы Государственного академического Большого театра России и Московской государственной консерватории им. П. И. Чайковского. ЛУКОЙЛ активно поддерживает и творческие коллективы в тех регионах, где расположены его предприятия, в частности Пермский государственный театр оперы и балета и Волгоградский театр юного зрителя.

Неотъемлемой составляющей благотворительной деятельности стало участие Компании в процессе восстановления религиозных традиций и духовной культуры. При этом особое внимание ЛУКОЙЛ уделяет поддержке тех учреждений, чья деятельность включает в себя социальное служение. На протяжении нескольких лет ЛУКОЙЛ помогает Московскому подворью Свято-Успенского Пюхтицкого ставропигиального женского монастыря, Отделу по церковной благотворительности и социальному служению Московского патриархата.

Компания также оказывает помощь в восстановлении основанного в XV веке монастыря Оптина Пустынь — древней святыни и места паломничества всей православной России. ЛУКОЙЛ профинансировал возведение храма Петра и Павла в Когалыме, мусульманских мечетей в Когалыме и Уфе. Кроме того, благодаря поддержке Компании отреставрированы часовня Святые Ключи в Троице-Сергиевой лавре, Свято-Покровский храм в Новороссийске.

В возрождении и развитии центров церковной и духовной жизни страны активно участвуют также организации Группы. Так, в Волгоградской области региональные производственные подразделения предоставляют поддержку церкви Михаила Архангела и Кон-



стантино-Еленинскому храму, в Вологодской области – Ферапонтову монастырю, ансамбль которого является подлинным шедевром русского зодчества. В Калининградской области оказывается помощь храму Веры, Надежды, Любви и матери их Софии, в Пермской – Белогорскому Свято-Николаевскому монастырю, Пермскому Свято-Троицкому Стефанову монастырю, Обвинскому Свято-Успенскому монастырю и Свято-Никольскому храму.

Проекты к 300-летию Санкт-Петербурга. В рамках отмечавшегося в 2003 году юбилея северной столицы Компания профинансировала две выставки Русского музея – «Петербург. Город и горожане» и «Русский музей в Москве. Я Петербург люблю...».

ЛУКОЙЛ принял участие в проведении общегородского праздника «Открытие недели детской книги» и Международного военно-морского салона. Еще одним мероприятием, прошедшим при поддержке Компании, стал общедоступный концерт Большого симфонического оркестра им. П. И. Чайковского под управлением В. Федосеева «Петербург в вальсах», состоявшийся перед Михайловским замком.

Компания выделила средства на реставрацию памятника Екатерине II и «Константиновского дворца» в Стрельне и помогла Институту русской литературы и Международному Пушкинскому фонду «Классика» выпустить художественные альбомы «Пушкинский дом» и «Град Петров». Первый из них рассказывает об истории создания и работе крупнейшего центра российской академической науки, а второй представляет собой сборник произведений российских поэтов, посвященных Санкт-Петербургу.

Конкурс социальных проектов. Для одного из производственных подразделений Компании – ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефть» – уже стало традиционным проведение конкурса социальных и культурных проектов, ориентированных на жителей окрестных территорий. Суть конкурса – в распределении на принципиально новой, конкурсной, основе благотворительной помощи. По условиям конкурса, участники должны представить обоснование проектов, пояснить, как будут расходоваться выделенные средства и что это в конечном счете даст непосредственно населению конкретной территории.

Подобные мероприятия являются действенным инструментом социальной политики. В их основе лежат конкурсный принцип, тесное взаимодействие с органами власти субъектов Федерации и местного самоуправления, а также привлечение общественности и некоммерческих организаций к совместному решению социальных проблем.

На конкурс, прошедший в 2003 году, были представлены 337 проектов от учреждений образования и культуры, некоммерческих организаций и общественных объединений, средств массовой информации из 12 районов Пермской области. Победителями по решению конкурсной комиссии были признаны 57 проектов, из которых наиболее интересными оказались работы, представленные в номинациях «Мой город – мой дом», «Сохраним природу родного края», «Наши дети – наше будущее» и «Здоровые родители – здоровые дети».

Программа по возрождению народных промыслов. Еще одно предприятие Компании — ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» — вот уже более двух лет осуществляет программу поддержки в Прикамье народных промыслов. За это время в 7 регионах Пермской области было реализовано 19 проектов. Наиболее значительными из них стали открытие школы народных ремесел в селе Белая Пашня, организация филиала школы народного творчества в селе Ашап, а также создание экспозиции «Мир крестьян» в Ильинском краеведческом музее.

Помощь народам Крайнего Севера. В зону деятельности производственных подразделений Компании входят многие северные регионы России, поэтому ЛУКОЙЛ принимает активное участие в программах социальной поддержки коренных народов, проживающих на этих территориях.

В Ханты-Мансийском автономном округе — Югре в соответствии с договором «О взаимном сотрудничестве по социально-экономическому развитию мест проживания коренных жителей» и экономическими соглашениями с главами родовых угодий ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» — основное добывающее предприятие Компании — взяло на себя обязательство заботиться о коренном населении округа. Среди прочего такое сотрудничество подразумевает строительство коттеджей и выделение жителям благоустроенного жилья. Кроме того, ЛУКОЙЛ предоставляет коренному населению материальные компенсации за использование земельных участков, причем не только деньгами, но и товарами — снегоходами, лодками, бензопилами, охотничьим инвентарем, горючесмазочными материалами и рыбацкими снастями.



Спортивные проекты

Основными приоритетами в политике, которой ЛУКОЙЛ придерживается в области развития физкультуры и спорта, являются физкультурно-оздоровительная работа с сотрудниками, поддержка профессиональных спортивных коллективов и детских организаций России.

Одним из наиболее масштабных мероприятий, направленных на популяризацию физической культуры и массового спорта, стала прошедшая в 2003 году 2-я Международная спартакиада ОАО «ЛУКОЙЛ», в которой приняли участие более 10 тысяч сотрудников Компании.

ЛУКОЙЛ является официальным партнером Олимпийского комитета России и генеральным спонсором девятикратного чемпиона России, обладателя кубка России 2003 года, футбольного клуба «Спартак». Заметное место в отечественном спорте занимают и другие спортивные коллективы, выступающие под флагом Компании: гандбольная команда «ЛУКОЙЛ-Динамо» — серебряный призер первенства России, обладатель серебряных медалей кубка Европейской гандбольной федерации; ватерпольный клуб «ЛУКОЙЛ-Спартак» — чемпион России, обладатель кубка России; команда «ЛУКОЙЛ-Башки-

рия» – вице-чемпион России 2003 года по спидвею на гравежной дорожке; автомобильная команда «ЛУКОЙЛ-Рейсинг» – лидер чемпионата России по кольцевым гонкам; команда «ЛУКОЙЛ-Ралли», созданная в 2003 году, но уже успевшая завоевать бронзовые награды чемпионата России.

Наиболее крупной среди многочисленных детских спортивных организаций, которые поддерживает ЛУКОЙЛ, является «Детская футбольная лига». Ее сотрудничество с Компанией дает возможность участвовать в различных общероссийских и международных турнирах 150 детским командам из большинства регионов страны.



Корпоративное управление



Эффективное корпоративное управление является одним из решающих факторов повышения конкурентоспособности компании. Развитие компании невозможно без наличия эффективной структуры, определяющей взаимоотношения Совета директоров, исполнительного органа и акционеров, уверенности инвесторов в том, что их средства разумно расходуются руководством компании и, таким образом, способствуют росту ее капитализации.

Система корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ» направлена также на создание и сохранение надежных доверительных отношений с сообществом инвесторов и акционеров, что способствует дальнейшему увеличению инвестиционной привлекательности Компании.

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



В своей работе ЛУКОЙЛ соблюдает основные положения рекомендаций ФКЦБ России и продолжает совершенствовать уровень корпоративного управления. Для этого:

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

Дивиденды

ЛУКОЙЛ основывает свою дивидендную политику на балансе интересов Компании и ее акционеров при определении размеров дивидендных выплат, 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.

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

Цели Компании в области дивидендной политики:

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

Компания планомерно увеличивает как размер дивидендных выплат, так и долю чистой прибыли, направляемой на выплату дивидендов. За 2003 год объявленные дивиденды составили 714 млн долл., что на 34% выше аналогичного показателя за предыдущий период. Доля от чистой прибыли, направляемой на дивидендные выплаты, достигла 27% по сравнению с 29% в 2002 году.

Базовая прибыль на обыкновенную акцию выросла на 93% и составила 4,36 долл. (с учетом прибыли от продажи доли в проекте АЧГ по сравнению с 2,26 долл. в 2002 году). Дивидендная доходность составила 3% (в 2002 году – 4%).

Год		Дивиденд на обыкновенную акцию	Дивиденд на привилегированную акцию
1999	(номинал 0,025 рублей)	3,00	17,45
2000	(номинал 0,025 рублей)	8,00	59,16
2001	(номинал 0,025 рублей)	15,00	-
2002	(номинал 0,025 рублей)	19,50	-
2003*	(номинал 0,025 рублей)	24,00	-

* Размер дивидендов, рекомендованный Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 24 июня 2004 года.

Общая сумма дивидендных выплат (млн руб.)*

Год	Обыкновенные акции	Привилегированные акции	Акции, всего
1999	167	206	373
2000	2 215	1 347	3 562
2001	6 054	4 568	10 622
2002	12 758	0	12 758
2003	16 586	0	16 586
2004**	20 413	0	20 413

Совет директоров и Правление Компании**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, двумя 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».

Алекперов Вагит Юсуфович

Председатель Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1950

Окончил в 1974 г. Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук. Награжден тремя орденами и двумя 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 и газовой 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».

* Данные по дивидендам приводятся исходя из общего числа фактически размещенных акций на дату составления списка акционеров, имеющих право на участие в Общем собрании акционеров и получение дивидендов по результатам соответствующего года.

** Размер дивидендов, рекомендованный Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 24 июня 2004 года.

Бережной Михаил Павлович

Президент НПФ «ЛУКОЙЛ-Гарант»

Член Комитета по аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1945

Окончил в 1974 г. Саратовский юридический институт. Кандидат философских наук. С 1995 г. — Генеральный директор Негосударственного пенсионного фонда «ЛУКОЙЛ-Гарант».

Браверман Александр Арнольдович

Первый заместитель Министра имущественных отношений РФ

Год рождения: 1954

Окончил в 1976 г. Харьковский инженерно-экономический институт. Доктор экономических наук, профессор. Награжден медалью. В 1995–1997 гг. — Президент Некоммерческой организации «Российская Ассоциация Маркетинга». В 1997–1999 гг. — первый заместитель Председателя Госкомимущества, первый заместитель Министра государственного имущества РФ. С 2000 г. — статс-секретарь — первый заместитель Министра имущественных отношений РФ.

Кутафин Олег Емельянович

Ректор Московской государственной юридической академии

Председатель Комитета по аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1937

В 1959 г. окончил МГУ им. М. В. Ломоносова. Профессор, доктор юридических наук. С 1987 г. — ректор Московской государственной юридической академии. Председатель Комиссии по вопросам гражданства при Президенте Российской Федерации.

Маганов Равиль Ульфатович

Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча нефти и газа)

Член Комитета по стратегии и инвестициям 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 медалью. В 1988–1993 гг. — заместитель Генерального директора. Генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз». В 1993–1994 гг. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1993 г. — Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Мацке Ричард

Председатель Комитета по стратегии и инвестициям 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. Бакалавр геологии, 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 Corporation.

Михайлов Сергей Анатольевич

Генеральный директор ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр»

Член Комитета по аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ»

Член Комитета по кадрам и вознаграждениям ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1957

В 1979 г. окончил Военную академию им. Ф. Э. Дзержинского, в 1998 г. — Российскую экономическую академию им. Г. В. Плеханова. Доктор экономических наук, профессор. Награжден четырьмя медалями. В 1974–1992 гг. — служба в Вооруженных Силах. С 1992 г. — начальник отдела, заместитель Председателя Российского фонда федерального имущества. В 1996–1997 гг. — начальник департамента реструктуризации и инвестиций Министерства промышленности РФ. В 1997–2001 г. — Генеральный директор ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр». С 2001 г. — Генеральный директор ООО «Менеджмент-Консалтинг».

Мобиус Марк

Генеральный директор «Templeton Asset Management Ltd.»

Председатель Комитета по кадрам и вознаграждениям ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1936

В 1964 г. окончил Технологический институт, штат Массачусетс. Доктор экономических и политических наук. С 1997 г. — Генеральный директор Templeton Asset Management.

Цветков Николай Александрович

Член Совета директоров АБ «Инвестиционно-банковская группа НИКОЙЛ»

Член Комитета по кадрам и вознаграждениям ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1960

В 1988 году окончил Военно-воздушную академию им. Н. Е. Жуковского, в 1996 г. Российскую экономическую академию им. Г. В. Плеханова. Кандидат экономических наук. В 1994–1996 гг. — Президент АОЗТ «НИКОЙЛ», исполнительный директор Департамента ценных бумаг ОАО «ЛУКОЙЛ», Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1997 г. — Президент, член Совета директоров АБ ИБГ «НИКОЙЛ».

Шеркунов Игорь Владимирович

Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «Капиталъ»

Член Комитета по стратегии и инвестициям 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 «Капиталъ».

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ»

Алекперов Вагит Юсуфович

Председатель Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1950

Окончил в 1974 г. Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук. Награжден тремя орденами и двумя 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 «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 четырьмя медалями. В 1987–1992 гг. — начальник ЦБПО, начальник НГДУ, главный инженер ПО «Когалымнефтегаз». С 1992–1993 гг. — исполнительный директор, директор Департамента зарубежных проектов ОАО «ЛУКОЙЛ». 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. В 1991–1998 гг. — начальник Главного сводного управления, 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 тремя медалями. В 1992–1993 гг. — Вице-президент, Первый

вице-президент Нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». С 1994 г. — Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Маганов Равиль Ульфатович

Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча нефти и газа)

Член Комитета по стратегии и инвестициям 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 медалью. В 1988–1993 гг. — заместитель Генерального директора, Генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз». В 1993–1994 гг. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1993 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. В 1992–1994 гг. — начальник юридического отдела, 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. В 1993–1997 гг. — старший консультант по налогам, Генеральный директор «КПМЖ Ревиконсульт». 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 1991 г. — Военную академию им. Фрунзе. Профессор Академии военных наук. Награжден четырьмя орденами и двадцатью двумя медалями. С 1976 г. служил в Вооруженных Силах.

В 2001–2003 гг. — начальник Управления персоналом, заместитель начальника Главного управления — 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 медалью. В 1992–1999 гг. — первый заместитель Генерального директора 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 двумя медалями. В 1990–2001 гг. — Генеральный директор ПО «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 двумя медалями. В 1993–1994 гг. — заместитель Генерального директора по строительству АО «ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз». В 1994–2000 гг. — исполнительный директор, директор, 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 медалью. В 1992 г. — исполнительный директор по обеспечению внутреннего рынка Нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». В 1992–1996 гг. — Генеральный директор АОТ «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. В 1987–1993 гг. — начальник отдела, заместитель главного инженера ПО «Когалымнефтегаз». В 1993–2000 гг. — директор Департамента, 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. 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 планирования и инвестиционного анализа
Год рождения: 1956

В 1977 г. окончил Ростовское высшее военное командное училище им. М. И. Неделина. Кандидат философских наук. Награжден пятью 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 2002 г. окончил Московский институт экономики, менеджмента и права. 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 — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1957

В 1992 г. окончила Свердловский институт народного хозяйства. Заслуженный экономист РФ. Награждена медалью. 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 и контролю. С 2003 г. – Главный бухгалтер – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Челоянц Дживан Крикорович

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. В 1990–1993 гг. – начальник отдела, заместитель Генерального директора по внешнеэкономическим связям ПО «Лангепаснефтегаз». С 1993 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ», 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. Награжден двумя орденами и двумя медалями. В 1985–1994 гг. – Главный инженер, Генеральный директор компании «Волгограднефтепродукт». В 1994–1995 гг. – Генеральный директор Волгоградского филиала Финансовой компании «ЛУКОЙЛ». В 1995–1996 гг. – Генеральный директор Волгоградского территориального управления ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 1996 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ», с 2003 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту.

Изменения, произошедшие в отчетном периоде в составе Правления ОАО «ЛУКОЙЛ».

Решением Совета директоров от 15 июля 2003 года прекращены полномочия члена Правления Яценко Анатолия Алексеевича.

Решением Совета директоров от 15 июля 2003 года избраны в состав Правления Москаленко Анатолий Алексеевич и Хавкин Евгений Леонидович.

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале Компании

Доли в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ», принадлежащие членам Совета директоров

ФИО	Номинальная доля, %
Алекперов В. Ю.	1,66
Бережной М. П.	0,005
Браверман А. А.	–
Грайфер В. И.	0,002
Кутафин О. Е.	–
Маганов Р. У.	0,46
Мацке Ричард	–
Михайлов С. А.	0,003
Мобиус Марк	–
Цветков Н. А.	0,34
Шеркунов И. В.	0,05

Доли в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ», принадлежащие членам Правления Компании по состоянию на 31 декабря 2003 г.

ФИО	Номинальная доля, %
Алекперов В. Ю.	1,66
Барков А. А.	0,06
Козырев А. Г.	0,001
Кукура С. П.	0,34
Маганов Р. У.	0,46
Масляев И. А.	0,007
Матыцын А. К.	0,27
Москаленко А. А.	–
Некрасов В. И.	0,01
Новиков А. А.	0,002
Рахметов С. М.	0,05
Смирнов А. С.	0,001
Сторожев Ю. Ф.	0,01
Тарасов Д. Н.	–
Федун Л. А.	0,9
Хавкин Е. Л.	–
Хоба Л. Н.	0,3
Челоянц Д. К.	0,06
Шарифов В. С.	–

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале указаны в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации по раскрытию такой информации и рассчитаны с учетом акций, находящихся на счетах этих лиц, а также на счетах номинальных держателей, которые выступают держателями принадлежащих указанным лицам акций. Следует учитывать, что в соответствии с законодательством других стран доли в уставном капитале могут рассчитываться в порядке, отличном от вышеприведенного. В частности, указанные выше доли не являются аналогичными тем долям членов Совета директоров, которые указывались в соответствии с Правилами листинга Управления Великобритании по листингу в связи с получением Компанией листинга на Лондонской фондовой бирже.

Вознаграждение членам Правления и Совета директоров

Вознаграждение членам Совета директоров определяется в соответствии с Положением о размере вознаграждения и компенсации расходов членам Совета директоров и Ревизионной комиссии ОАО «ЛУКОЙЛ». Согласно этому Положению членам Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» по итогам деятельности в качестве членов Совета директоров одного созыва по решению годового Общего собрания акционеров Компании одновременно может выплачиваться вознаграждение в денежной или иной форме в размере заработной платы (без учета единовременных выплат) Президента Компании за последний месяц истекшего финансового года. Положение также определяет перечень расходов, компенсируемых членам Совета директоров в связи с исполнением ими своих обязанностей.

Вознаграждение членам Правления состоит из следующих составных частей:

- базовой оплаты труда (сумма заработка согласно заключенному трудовому договору)
- ежегодных поощрительных премий
- долгосрочных поощрительных премий
- дополнительных льгот социального характера

Согласно программе стимулирования руководителей, действовавшей до декабря 2003 года, сумма ежегодных поощрительных премий определялась в процентах от годового заработка по утвержденной шкале и зависела от выполнения основных показателей деятельности Компании. Основой для начисления долгосрочных поощрительных премий являлось количество «условных акций», закрепляемых за членами Правления, на которые начислялись «условные дивиденды». При невыполнении плана по прибыли долгосрочные поощрительные выплаты членам Правления не выплачивались.

Суммарный размер вознаграждений, выплаченных всем членам Совета директоров и Правления за 2003 год, составил 49,5 млн долл*.

Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» 16 апреля 2003 года принята «Программа акционирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ», которая введена с января 2004 года. Программа акционирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» является продолжением и развитием действовавшей ранее программы наделяния работников

* Указанная сумма не включает вознаграждение и компенсацию расходов членам Совета директоров за 2003 год, решение о которых принимается Общим собранием акционеров.

условными акциями, однако она более полно отвечает потребностям и задачам Компании на настоящем этапе развития и практике ведущих международных и российских компаний.

Рынок акций Компании

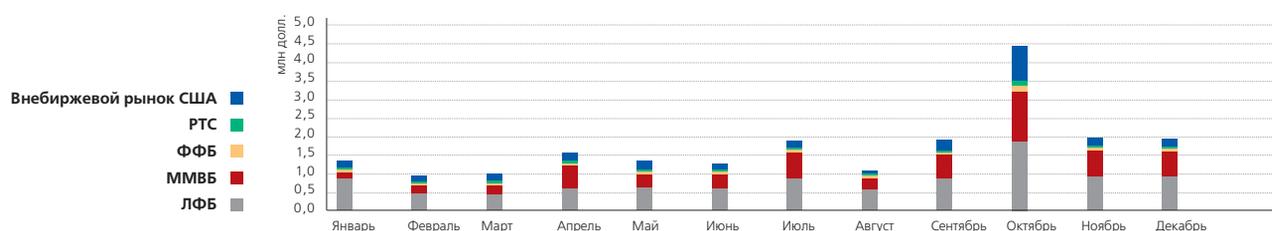
Ценные бумаги ОАО «ЛУКОЙЛ» занимают лидирующие позиции по ликвидности на Лондонской фондовой бирже среди акций компаний стран Центральной и Восточной Европы.

ОАО «ЛУКОЙЛ» признано победителем конкурса «Лучшие российские предприятия-2003» в номинации «Лучшее предприятие-эмитент российского фондового рынка».

Рост ликвидности и соответственно инвестиционной привлекательности оправдали усилия Компании, предпринятые для получения листинга на Лондонской фондовой бирже. (В августе 2002 года ЛУКОЙЛ стал первой российской компанией, получившей полный вторичный листинг на Лондонской фондовой бирже путем включения ее ценных бумаг в официальный список Управления Великобритании по листингу.) Рост ликвидности и снижение волатильности котировок акций также приводят к снижению стоимости заимствованного капитала, что позволяет обеспечить дополнительные конкурентные преимущества Компании.

Уже в январе 2003 года акции ОАО «ЛУКОЙЛ» заняли лидирующие позиции по общему объему торгов 36,6% – от общего объема торгов ценными бумагами эмитентов из Центральной и Восточной Европы, что в стоимостном выражении составило более 900 млн долл.

Ежемесячный объем торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ»



В отчетном периоде акции Компании торговались на российских биржах РТС, ММВБ, СПВБ, ФБ СПб. В течение 2003 года продолжали действовать программы американских депозитарных расписок и глобальных депозитарных расписок на акции Компании, которые торговались на внебиржевом рынке США и на биржах Лондона, Берлина, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта.

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

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

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

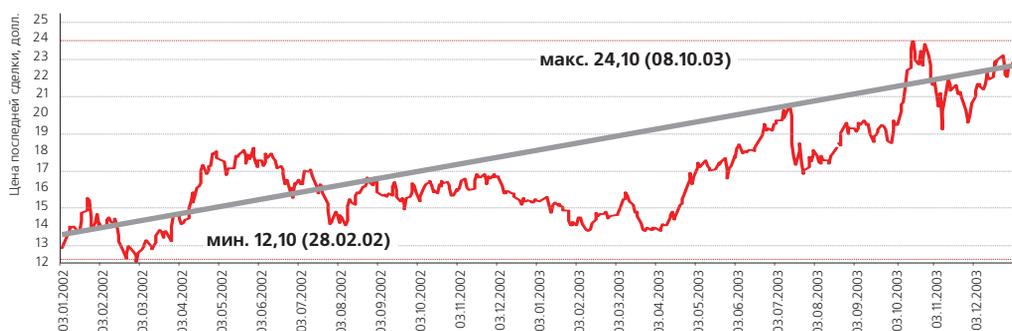
На ММВБ в октябре 2003 года объем торгов акциями Компании увеличился на 124,3% (1,35 млрд долл.) по сравнению с соответствующим периодом 2002 года. Спрос на акции ОАО «ЛУКОЙЛ» был усилен публикацией консолидированной финансовой отчетности за II квартал и первое полугодие 2003 года, подготовленной по стандартам US GAAP. Кроме того, увеличению объемов торгов способствовало повышение международным агентством Standard & Poor's кредитного рейтинга ОАО «ЛУКОЙЛ» с «BB-» до «BB».

**Список основных акционеров компании ОАО «ЛУКОЙЛ»
по состоянию на 1 января 2004 года**

Акционер	Число акций	% АОИ
«ИНГ БАНК (Евразия)» ЗАО*	541 249 388	63,60
Capital Group	51 113 836	6,01
СДК «Гарант»*	99 268 415	11,70
Министерство имущественных отношений РФ	64 638 729	7,60
Депозитарная компания «НИКОЙЛ»*	66 162 144	7,80
Депозитарно-клиринговая компания*	16 463 743	1,90
Национальный депозитарный центр*	12 410 284	1,50
Брансвик Ю Би Эс Варбург*	9 158 298	1,10

* Номинальный держатель.

Котировки акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2002–2003 гг.



Корпоративное управление и информационная открытость

Корпоративное управление

Система корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ» основывается на уважении прав и законных интересов всех собственников и акционеров и направлена на увеличение стоимости активов Компании, создание новых эффективных рабочих мест, поддержание финансовой стабильности и прибыльности ее операций.

В целях дальнейшего совершенствования корпоративного управления 29 августа 2003 года Советом директоров Компании были созданы три комитета под руководством независимых директоров. Эти комитеты призваны реализовать в интересах акционеров Компании следующие задачи:

- следить за соблюдением этических принципов ведения бизнеса и внедрять в свою деятельность образцы наилучшей практики корпоративного поведения
- следить за соблюдением российских и международных стандартов защиты прав акционеров
- следить за соблюдением международных стандартов финансовой прозрачности и раскрытия информации
- обеспечивать предусмотренные законодательством права заинтересованных лиц (акционеров, кредиторов Компании, государства)
- создавать атмосферу и механизмы заинтересованности сотрудников Компании в ее эффективной работе
- устанавливать процедуру, обеспечивающую открытость совершения существенных корпоративных действий и их последствий

Комитеты Совета директоров

1. Комитет по стратегии и инвестициям. Создан для подготовки рекомендаций Совету директоров Компании по вопросам:

- выработки стратегических целей развития Компании
 - анализа концепций, программ и планов стратегического развития Компании
 - размера дивидендов по акциям и порядка их выплаты
 - порядка распределения прибыли и убытков Компании по результатам финансового года
- В состав Комитета вошли: Р. Мацке (председатель), Р.У. Маганов и И.В. Шеркунов.

2. Комитет по аудиту. Создан для подготовки рекомендаций Совету директоров Компании по вопросам:

- проведения ежегодного независимого внешнего аудита финансовой отчетности Компании
- квалификации качества оказываемых аудитором услуг и соблюдения им требований аудиторской независимости
- выбора и оценки эффективности аудитора Компании с последующим утверждением аудитора

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

3. Комитет по кадрам и вознаграждениям. Создан для подготовки рекомендаций Совету директоров Компании по вопросам:

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

В состав Комитета вошли: М. Мобиус (председатель), С.А. Михайлов и Н.А. Цветков.

Информационная открытость

После получения полного листинга акций на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ) 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:

- раскрывает финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с ОПБУ США на квартальной основе
- раскрывает международный аудит своих углеводородных запасов на ежегодной основе
- 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

Внутренний аудит

Работа созданного в Компании в 2002 году Главного управления по контролю и внутреннему аудиту направлена на оценку эффективности производственно-хозяйственной деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ», выявление существующих рисков, оценку работы обществ Группы по сохранности активов и выполнению решений, принятых в ОАО «ЛУКОЙЛ».

Компания рассматривает систему внутреннего аудита как составную часть системы корпоративного контроля, признанную международными правилами ведения бизнеса. Система внутреннего аудита — гарантия эффективности работы Компании и защиты интересов акционеров.

В 2003 году Главным управлением по контролю и внутреннему аудиту проведено 29 контрольных и аудиторских проверок, в том числе 25 в организациях группы «ЛУКОЙЛ».

Кроме того, Главное управление по контролю и внутреннему аудиту выполняло постоянный аудит соблюдения действующего в Компании «Порядка принятия решений об участии в других организациях», а также инвестиционных проектов стоимостью свыше 30 млн долл.

**РЕГИОН:
КАЗАХСТАН**





Республика Казахстан — государство в Центральной Азии. На севере страна граничит с Российской Федерацией, на востоке — с Китайской Народной республикой, на юге — с Туркменистаном, Узбекистаном и Киргизией. Площадь Казахстана — 2,717 млн квадратных километров (9-е место в мире и 2-е в СНГ). Казахстан омывается Каспийским и Аральским морями (длина береговой линии соответственно 2 340 и 1 070 км).

Население Казахстана превышает 16,7 млн человек. 53,4% жителей — казахи, 30% — русские, 3,7% — украинцы. Ислам исповедуют 47% населения, православие — 44%, протестантские ветви христианства — 2%.

Столица — Астана. Экономическая столица — Алматы.

Валовой внутренний продукт

Казахстана растет в год в среднем более чем на 12%, при этом рост ВВП в сельском хозяйстве составляет 10%, промышленности — 30%, сфере услуг — 60%. В структуре экспорта 52,8% занимают нефть и нефтепродукты, 12,9% — цветные металлы, 16% — черные металлы, 12% — руды, а также зерновые — 9%.

Национальная валюта — тенге (1 рубль = 4,95 тенге, 1 долл. США = 151,91 тенге).

Текущие запасы составляют около 3 млрд т нефти и газового конденсата. В 2003 году Казахстан добыл 51,3 млн т нефти и 7,5 млрд м³ природного газа.

Соглашение о сотрудничестве в области освоения месторождений энергоносителей, подписанное Россией и Казахстаном в декабре 1993 года, позволило Компании начать свою деятельность в этой богатой полезными ископаемыми стране Центральной Азии. ЛУКОЙЛ пришел в Казахстан в 1995 году, став участником проекта Кумколь. За прошедшее время ЛУКОЙЛ превратился в крупнейшего российского инвестора в Казахстане, активно используя свои естественные преимущества — географическую, политическую и транспортную близость с казахстанскими партнерами. За 8 лет работы в республике ЛУКОЙЛ инвестировал в экономику Казахстана 1,5 млрд долл. Эта цифра — прямое подтверждение той благоприятной инвестиционной политики, которая на протяжении многих лет так выгодно отличает Казахстан. Взвешенная кредитная и налоговая политика, устойчивый рост экономических показателей, наличие развитой инфраструктуры, квалифицированного персонала и богатого ресурсного потенциала позволяют сегодня по праву считать Казахстан одним из главных инвестиционно привлекательных государств Центральной Азии.

В настоящее время ЛУКОЙЛ участвует в реализации восьми проектов в нефтегазовой сфере на территории Казахстана. Добыча углеводородов ведется на крупнейших месторождениях Тенгиз и Карачаганак, а также на месторождении Кумколь. Все проекты Компании в Казахстане активно развиваются. Из года в год наращивается добыча нефти и газа, в 2003 году введены в строй важнейшие инфраструктурные и производственные объекты: перерабатывающий комплекс на Карачаганаке и нефтепроводы Кумколь — Джамсалы и Карачаганак — Большой Чаган — Атырау.

Дальнейшему развитию проектов Компании в Казахстане способствует соглашение двух стран от 1998 года о совместном освоении структур, находящихся вблизи или по обе стороны границы на шельфе Каспийского моря. Достигнутое взаимопонимание по разграничению каспийского шельфа будет содействовать успешной реализации двух перспективных геологоразведочных проектов на шельфе Каспия — на структурах Хвалынская и Центральная. Совместно с национальной казахстанской компанией «КазМунайГаз» ведется подготовительная работа по еще одному морскому проекту — «Достык».

Прогноз добычи и распределения нефти в Казахстане



Источник: Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана.

Крупнейшие проекты Компании в Казахстане



Карачаганак

Одно из крупнейших в мире газоконденсатное месторождение Карачаганак было открыто в Западном Казахстане в 1979 году. Площадь месторождения составляет 450 км². Доказанные запасы нефти и газового конденсата составляют 1 766 млн барр., природного газа — 15,8 трлн фут³. Разработка месторождения вступила в интенсивную фазу в 1995 году с подписанием соглашения о принципах раздела продукции (СПРП) между правительством Республики Казахстан и компаниями British Gas и Agip.

В августе 1997 года компания «Техасо» выкупила 20%-ю долю участия в проекте у компаний «British Gas» и «Agip», которым в настоящее время принадлежит по 32,5%

Добыча углеводородов на месторождении Карачаганак

участия. В ноябре 1997 года 15%-я доля в проекте, принадлежавшая компании «Газпром», перешла к компании «ЛУКОЙЛ». Инвесторы учредили совместный операционный консорциум – Karachaganak Integrated Organization (KIO), штаб-квартира которого находится в городе Аксае.

В ноябре 1997 года было подписано окончательное соглашение о разделе продукции (ОСРП), вступившее в силу 27 января 1998 года. ОСРП предусматривает освоение Карачаганака в течение 40 лет – до 2038 года.

В рамках первой, подготовительной, фазы проекта с 1995 по 1997 годы в Карачаганакское месторождение было инвестировано из различных источников 160 млн долл. Вторая фаза проекта, охватывающая период 1998–2003 годы, потребовала 3,5 млрд долл. инвестиций и предполагала увеличение объема добычи жидких углеводородов первоначально до 7 млн т в год. Тогда же были построены завод по переработке жидких углеводородов, тепловая электростанция мощностью 240 МВт, а также 635-километровый трубопровод, который соединил Карачаганакское месторождение с магистралью Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

В рамках третьей фазы до 2008 года на Карачаганаке предполагается установка дополнительных мощностей и увеличение добычи конденсата до 12 млн т в год. На четвертом, последнем, этапе, рассчитанном на период 2009–2038 годы, планируется активная добыча на месторождении.

В 2003–2008 годах правительство Казахстана планирует привлечь 2 млрд долл. на развитие месторождения. Проект должен быть реализован в рамках третьей фазы и предусматривает строительство газоперерабатывающего завода и предприятий нефтехимии.

В настоящее время над реализацией проекта работают около 20 тыс человек, более 80% которых – представители местного населения. Свыше 400 казахстанских компаний получили контракты на поставку товаров и услуг.

Кумколь**Добыча нефти на месторождении Кумколь**

Месторождение Кумколь с доказанными запасами 214,5 млн барр. нефти расположено в южной части Тургайской низменности Казахстана (южная часть страны). В 1995 году после заключения межгосударственного договора Министерство нефти и газа Казахстана и ЛУКОЙЛ подписали документы о создании компании «Кумколь-ЛУКОЙЛ» – акционерного общества закрытого типа, учредителями которого на паритетных началах стали государственная нефтедобывающая компания Казахстана «Южнефтегаз» и ЛУКОЙЛ. В конце 1997 года Южнефтегаз был приобретен канадской компанией «Hurricane» (в настоящее время – «ПетроКазахстан»).

В 2003 году общая добыча в рамках проекта достигла почти 22 млн барр. н. э., из которых доля ОАО «ЛУКОЙЛ» составила около 11 млн барр. н. э.

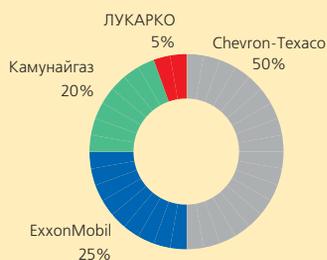
В 2003 году был построен и с октября эксплуатируется нефтепровод Кумколь – Джамсалы, позволяющий оптимизировать расходы на транспортировку нефти от месторождения до Шимкентского НПЗ и системы КТК (Каспийский трубопроводный консорциум).



Добыча нефти на месторождении Тенгиз



Акционеры компании «Тенгизшевройл»



Тенгиз

Крупнейшее месторождение в Казахстане – Тенгиз – было открыто в Атырауской области Республики Казахстан в 1981 году. Площадь месторождения составляет 1 590 км². На контрактной территории находятся также Королевское месторождение (добыча с 2001 года) и ряд более мелких (ведется разведка).

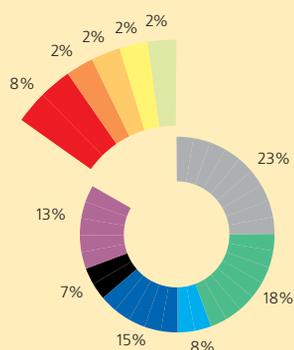
Доказанные запасы нефти месторождения составляют 3,9 млрд барр., газа – 5,6 млрд фут³. Разработка месторождения была начата в 1993 году. ЛУКОЙЛ вошел в проект в апреле 1997 года, приобретя долю в разрабатываемой Тенгиз ООО «Тенгизшевройл» вместе с соответствующей долей задолженности у компании Chevron за 200 млн долл.

В настоящее время компания «Тенгизшевройл» намерена осуществить ряд проектов, которые позволят увеличить добычу нефти до 22 млн т в 2006 году. Эти проекты включают Проект экспериментальной закачки обессеренного газа (с 2004 года), переход к закачке сырого газа в пласт (с 2005 года) и Проект второго поколения.

Основная цель проектов по закачке газа заключается в увеличении нефтеотдачи месторождения за счет закачки газа и в обеспечении экологических методов утилизации сернистого газа и соответственно серы. Проект второго поколения предусматривает наращивание производственных мощностей для подготовки дополнительных 10 млн т нефти в год и включает установку по получению сжиженного газа и необходимые инженерные сооружения. В результате к 2010 году добыча нефти будет доведена до 32 млн т в год.

Мощность системы КТК

*Прогноз

Акционеры КТК

- Российская Федерация
- Республика Казахстан
- Chevron-Техасо
- ЛУКОЙЛ
- ExxonMobil
- Роснефть/ Shell
- Султанат Оман
- Agip
- Kazakhstan Pipeline Venture
- BG Overseis Holding
- Orix Caspian Pipeline

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)

КТК – нефтепровод протяженностью 1 580 км, соединяющий месторождение Тенгиз с портом Новороссийск. Первая очередь КТК пропускной способностью около 28 млн т нефти в год была введена в действие в конце 2001 года. В перспективе мощность трубопровода может быть увеличена до 67 млн т нефти в год.

В октябре 2003 года по нефтепроводной системе КТК начата перекачка нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» с месторождения Кумколь в Казахстане. С момента начала эксплуатации по нефтепроводной системе КТК было перекачано более 23 млн т нефти, а с начала 2003 года осуществлена перевалка на экспорт более 13 млн т нефти.

Проект важен как для России, так и для Казахстана: в течение всего срока эксплуатации КТК Россия получит 23,3 млрд долл., Казахстан – 8,2 млрд долл. в виде налогов и иных платежей.

Около 12% всех инвестиций в рамках проекта направляется на защиту окружающей среды.

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. Данный анализ должен рассматриваться вместе с финансовой отчетностью и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазовых 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 сырой нефти были пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов пересчета, характеризующих плотность нефти, добываемой на различных месторождениях Группы. Объемы приобретенной сырой нефти, а также иные показатели, выраженные в баррелях, включая средние, пересчитывались из тонн в баррели с использованием усредненного коэффициента пересчета, равного 7,33. Миллиарды кубических футов переведены в миллионы баррелей нефтяного эквивалента с использованием коэффициента пересчета, 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, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. В разделе «Заявления прогнозного характера» на странице 118 детально рассматриваются факторы, которые могут привести к существенным отличиям фактических результатов от запланированных.

Основные финансовые и операционные показатели

	2003 г.	Изменение в % к 2002 г.	2002 г.	Изменение в % к 2001 г.	2001 г.
Чистая прибыль (млн долл.)	3 701	100,8%	1 843	(12,6)%	2 109
Чистая прибыль без учета накопленного эффекта от изменения в учетной политике, 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.) *	2 386	20,2%	1 985	(5,9)%	2 109
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль и износа и амортизации (ЕВITDA) (млн долл.)	5 630	62,3%	3 468	(8,3)%	3 780
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США):					
Базовая прибыль	4,52	100,0%	2,26	(15,7)%	2,68
Разводненная прибыль	4,45	96,9%	2,26	(15,0)%	2,66
Добыча нефти (тыс. т)	76 072	6,7%	71 275	1,5%	70 196
Производство нефтепродуктов (тыс. т)	39 233	0,0%	39 219	14,7%	34 189

* Детальное обсуждение см. на стр. 96.

Чистая прибыль. Чистая прибыль за 2003 г. с учетом влияния накопленного эффекта от изменения в учетной политике составила 3 701 млн долл., что на 1 858 млн долл. больше, чем за 2002 г. Чистая прибыль без учета влияния накопленного эффекта от изменения в учетной политике составила 3 569 млн долл., что на 1 726 млн долл. больше, чем за аналогичный период прошлого года. Кроме того, чистая прибыль за 2003 г. включает в себя необлагаемую налогом прибыль от продажи нашей доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли в сумме 1 130 млн долл.

Чистая прибыль за 2002 г. была уменьшена на сумму единовременного расхода, связанного с урегулированием претензий налоговых органов в отношении налогов, в том числе налога на прибыль, на общую сумму 103 млн долл. Компания согласилась на урегулирование указанных претензий в досудебном порядке. Без учета единовременных налоговых расходов и корректировок пенсионных обязательств чистая прибыль за 2002 г. составила бы 1 985 млн долл. по сравнению с 2 109 млн долл. в 2001 г.

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

Остальные виды деятельности включают банковскую и финансовую деятельность, строительство и прочую деятельность. Указанные основные сегменты являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают сырую нефть у сегмента разведки и добычи. Цены по данным сделкам устанавливаются с учетом целого ряда факторов, в том числе потребности в инвестиционном капитале для различных предприятий сегмента разведки и добычи, с учетом прав миноритарных акционеров тех предприятий, в которых еще остается доля меньшинства, а также, хотя и в ограниченном масштабе, с учетом рыночных факторов. 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 приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 23 к консолидированной финансовой отчетности Общества. Учитывая устанавливаемые нами цены, мы считаем, что в приведенных данных рентабельность сегмента разведки и добычи может быть занижена, а прибыль сегмента переработки, торговли и сбыта завышена.

Последние события и изменения в операционной деятельности Компании

16 апреля 2002 г. Совет директоров одобрил программу развития Компании, в которой были установлены производственные цели на ближайшие 10 лет. В соответствии со стратегией средневзвешенная добыча Компании в 2013 г. должна составить 2,2 млн барр. нефти в день, а средневзвешенная добыча природного газа – 0,569 млн барр. нефтяного эквивалента. Это соответствует росту добычи нефти на 42% по отношению к уровню 2002 г., и почти 10-кратному увеличению объемов добычи газа. В 2003 году мы продолжали реализацию указанной стратегии и программы реструктуризации в качестве основы нашей производственной деятельности.

Реструктуризация. В 2003 г. мы продолжили выполнение плана реструктуризации, направленного на повышение эффективности деятельности и максимальное увеличение рыночной стоимости акций Общества. Планом предусматривались следующие меры: (а) увеличение экспорта сырой 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.

С начала проведения программы реструктуризации Компанией достигнуты следующие результаты:

- Экспорт и реализация за рубежом нефти и нефтепродуктов в 2003 г. по сравнению с 2002 г. выросли в объеме на 34,8% с одновременным уменьшением их реализации на внутреннем рынке на 3,6%, что увеличило нашу выручку на 4,0 млрд долл.
- В 2003 г. было введено в эксплуатацию 14 новых месторождений (10 в 2002 г.), что позволило нам увеличить добычу несмотря на то, что одновременно с этим проводилась программа закрытия малодебитных скважин.
- В 2003 г. были выведены из эксплуатации 2 191 малодебитная скважина (1 138 в 2002 г.). В результате, несмотря на реальное укрепление рубля на 20,2%, расходы на добычу нефти выросли в 2003 г. лишь на 0,4%, или до 2,61 долл./барр., по сравнению с 2,60 долл./барр. в 2002 г.
- Продолжилось строительство терминала в Высоцке, который позволит Компании увеличить объемы экспорта нефти и нефтепродуктов. Ожидается, что первая очередь терминала будет введена в эксплуатацию в мае-июне 2004 г. Его первоначальная мощность составит 2,5-3 млн т нефти и нефтепродуктов. Через новый распределительно-перевалочный комплекс Компания будет экспортировать светлые нефтепродукты в Западную Европу и США. На полную мощность – 10,8 млн т, комплекс выйдет в 2005 г. Общая стоимость проекта составит около 300 млн долл. Первоначально планировалось запустить терминал осенью 2003 г., однако сроки были смещены из-за проблем с энергообеспечением и железнодорожными подходами к комплексу.
- Продолжается подготовка к продаже нашего бурового подразделения. На настоящий момент сформирована единая корпоративная структура бурового бизнеса, выделены непрофильные для бурового бизнеса виды деятельности (подготовительные работы к бурению, обустройство скважин, оказание услуг транспорта общего назначения). В созданные сервисные компании были переданы соответствующие производственные мощности и персонал. По результатам предварительных переговоров представители нескольких иностранных буровых компаний провели проверку деятельности предприятий группы «ЛУКОЙЛ-Бурение» и представили свои предложения. Однако по цене и условиям обеспечения компании услугами по бурению и буровому сервису эти предложения не удовлетворили Компанию. Результаты проведенной работы с потенциальными инвесторами показали, что величина и широкая география деятельности «ЛУКОЙЛ-Бурения» препятствуют продаже компании целиком. Сейчас продолжаются переговоры с рядом инвесторов, подтвердивших свою заинтересованность в сделке. ОАО «ЛУКОЙЛ» намерено осуществить выделение непрофильных подразделений на наилучших условиях таким образом, чтобы Компания и ее акционеры получили выгоду от продажи активов и при этом добились повышения надежности и эффективности предоставляемых буровых и сервисных услуг и снижения соответствующих расходов.
- Иные достигнутые результаты детально рассмотрены в других частях отчета.

Реализация инвестиций. 20 декабря 2002 г. одна из компаний Группы заключила договор с японской корпорацией «INPEX Corporation» на продажу ей своего 10-процентного участия в соглашении о разделе продукции (СРП), оператором по которому выступала Азербайджанская международная операционная компания. СРП заключено с целью разведки и разработки месторождений Азери и Чираг и глубоководной части месторождения Гюнешли в азербайджанском секторе Каспийского моря. Сделка была завершена 28 апреля 2003 г. в сумме 1 337 млн долл. Чистая прибыль в результате этой сделки составила 1 130 млн долл.

Приобретения 2003 г. В соответствии с нашей стратегией мы продолжили процесс консолидации Группы и приобретения маркетинговых и сбытовых организаций за пределами Российской Федерации:

- В ноябре 2003 г. Группа приобрела оставшиеся 49% уставного капитала ООО «Бовэл» за 49 млн долл. Это приобретение увеличило долю владения Группы в этой компании до 100%. ООО «Бовэл» является российской нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Тимано-Печорском регионе на севере Российской Федерации.
- В ноябре 2003 г. Группа приобрела оставшиеся 40% акций ОАО «Ямалнефтегаздобыча» за 25 млн долл. После этого приобретения доля Группы в ОАО «Ямалнефтегаздобыча» выросла до 100%. ОАО

«Ямалнефтегаздобыча» является российской нефтегазодобывающей компанией и имеет значительные доказанные, но не разработанные запасы в Ямало-Ненецком Автономном округе на севере Российской Федерации.

- В ноябре 2003 г. Группа приобрела оставшиеся 40% акций ОАО «Находканефтегаз» за 45 млн долл. После этого приобретения доля Группы в ОАО «Находканефтегаз» выросла до 100%. ОАО «Находканефтегаз» является российской нефтегазодобывающей компанией и имеет значительные доказанные, но не разработанные запасы в Ямало-Ненецком Автономном округе на севере Российской Федерации.
- В октябре 2003 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 сентябре 2003 г. Группа приобрела 100% в уставном капитале компании «МВ Пропертиз» за 121 млн долл. Компания «МВ Пропертиз» является маркетинговой и сбытовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Румынии и владеющей 75 заправками и 7 хранилищами нефтепродуктов.
- В августе 2003 г. Группа приобрела 25,5% акций в уставном капитале АГД путем обмена своей 13,6% доли в ЗАО «Росшельф» и 30% доли в ООО «Компания Полярное Сияние». Балансовая стоимость этих инвестиций составляла приблизительно 40 млн долл. Это приобретение увеличило долю владения Группы в АГД до 99,7%. АГД является российской нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Тимано-Печорском регионе на севере Российской Федерации. Объем доказанных запасов нефти, соответствующий приобретенной доле акций, составляет 337 млн барр.
- В июне 2003 г. Группа приобрела 27% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» у связанной стороны, контролируемой некоторыми членами руководства Группы, за 398 млн долл., увеличив таким образом, свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» до 100%. Стоимость сделки была определена на основании независимой оценки. ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» является нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность в Европейской части Российской Федерации. Объем доказанных запасов нефти, соответствующий приобретенной доле акций, составляет 423 млн барр. В декабре 2003 г. ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» была перерегистрирована как ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и объединена с дочерним предприятием Группы ООО «Пермнефть» в единую структуру.
- 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. 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. ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» являются нефтегазодобывающими компаниями, осуществляющими свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации. Годовой объем добычи нефти компаниями ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» составляет 1,5 млн т, общий объем доказанных запасов нефти на момент приобретения – 242 млн барр.
- В июне 2003 г. Группа приобрела дополнительно 21,5% акций ОАО «Коминнефть» за 63 млн долл., увеличив долю владения в этой компании до 91,5%. ОАО «Коминнефть» является российской нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность преимущественно в Республике Коми Российской Федерации.
- В июне 2003 г. Группа приобрела 1,25% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» приблизительно за 1 млн долл., увеличив таким образом свою долю в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» до 51%. До момента приобретения ЗАО «ЛУКОЙЛ-

АИК» отражалось в отчетности как зависимая компания, учитываемая по методу долевого участия. ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» является нефтегазодобывающей компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе Российской Федерации. Годовой объем добычи нефти ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» составляет 2,1 млн т. Общий объем доказанных запасов нефти – 171 млн барр.

- В апреле 2003 г. Группа приобрела 80,8% акций ОАО «Ярегская Нефте-Титановая Компания» (ЯНТК) за 240 млн долл., увеличив долю владения в этой компании до 98,8%. ЯНТК является компанией, владеющей значительными запасами нефти и титана и осуществляющей свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации. Общий объем доказанных запасов нефти ЯНТК составляет 133 млн барр.

Существенные ограничения в деятельности «Беопетрол». «Беопетрол» осуществляет свою деятельность в рамках существенных ограничений, установленных правительством Сербии. Так, например, в настоящее время импорт нефтепродуктов может осуществляться только после получения от правительства Сербии разрешения на каждую отдельную поставку. Данная мера призвана оградить государственный топливный комплекс от конкуренции со стороны зарубежных компаний. Таким образом, снабжение «Беопетрол» нефтепродуктами для их перепродажи через сеть АЗС может осуществляться либо путем приобретения их у третьих лиц на территории Сербии, либо путем поставки нефти на переработку на принадлежащий государству нефтеперерабатывающий завод «НИС Рефайнэри». Объем переработки должен быть предварительно согласован. Такая ситуация на рынке сохранится вплоть до приватизации нефтеперерабатывающих мощностей. Розничные цены на нефтепродукты также устанавливаются правительством Сербии. Цены изменяются в линейной зависимости к инфляции.

Указанные выше ограничения деятельности будут непосредственно влиять на прибыльность операций Компании в Сербии до тех пор, пока они не будут отменены или изменены. В то же время планы Компании в Сербии и финансовые оценки проекта показывают, что «Беопетрол» будет способен генерировать денежные потоки, достаточные для окупаемости сделанных нами инвестиций.

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

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

Изменение в учетной политике

С 1 января 2003 г., Группа применяет Положение о стандартах финансового учета № 143 «Учет обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов», что привело к отражению в финансовой отчетности накопленного эффекта от применения указанного Положения, увеличивающего чистую прибыль на 132 млн долл. Эффект от применения данного Положения также включает увеличение остаточной стоимости основных средств на сумму 330 млн долл., доли миноритарных акционеров – на 12 млн долл., долгосрочных активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль – на 46 млн долл. (свернуто), а также обязательств, связанных с окончанием срока полезного использования активов, – на 140 млн долл.

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты нашей деятельности

В дополнение к факторам, которые могут оказывать влияние на положение в нефтяной отрасли в целом, на результаты нашей деятельности также влияют и некоторые факторы, присущие российской специфике.

Цена сырой нефти и продукции нефтепереработки

Цена, по которой мы можем продавать сырую нефть и нефтепродукты, является основным фактором, определяющим наши доходы. Медленное увеличение спроса, связанное с общим экономическим спадом в мире и озабоченностью в связи с объемами добычи нефти в мире и количеством запасов нефти в хранилищах, привело к снижению цен на сырую нефть, начиная с 3 квартала 2001 г. Однако последующее снижение объемов добычи нефти в результате принятия руководством ОПЕК решений, направленных на поддержание цены на сырую нефть в границах ценового коридора 22–28 долл./барр. (корзина ОПЕК), а также в результате массовых забастовок в ряде крупных стран-экспортеров нефти привело к росту цен на нефть, начиная со 2 квартала 2002 г. В 2003 г. цены на сырую нефть оставались стабильно высокими.

Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». Приводимые ниже таблицы отражают средние экспортные цены на сырую нефть в 2001, 2002 и 2003 гг. и цены на нефтепродукты на основе усредненных показателей региона Северной Европы.

	2003 г.	Изменение в % к 2002 г.	2002 г.	Изменение в % к 2001 г.	2001 г.
<i>(долл. за баррель, за исключением данных в процентах)</i>					
Сырая нефть марки «Брент»	28,71	14,9%	24,98	2,1%	24,46
Сырая нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)*	27,03	14,1%	23,68	3,0%	22,99
<i>(долл. за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)</i>					
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	148,37	15,0%	128,89	16,2%	110,93
Дизельное топливо (ФОБ Роттердам)	253,53	21,4%	208,84	(4,8)%	219,30
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	296,13	21,6%	243,62	(1,4)%	247,09

Источник: Платтс, Кортес

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

Цены на нефть на внутреннем рынке

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

Поскольку практически вся нефть добывается в России такими вертикально интегрированными компаниями, как наша, понятие сопоставимой рыночной цены на нефть отсутствует. Большая часть операций проводится между аффилированными компаниями практически без учета рыночных соображений. В России также имеется рынок избыточной нефти, которая добывается, но не перерабатывается или экспортируется 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, но при этом на них также оказывает прямое влияние спрос на местном уровне, а также конкуренция и цены

государственных закупок. Доля нефтепродуктов, реализуемых нами на внутреннем рынке, составляет 20,8% от общего объема наших продаж (24,4% в 2002 г.), но представляет 15,6% общей выручки (18,8% в 2002 г.).

Доступ к рынкам

Российские государственные органы ограничивают доступ к сети экспортных нефтепроводов, принадлежащих компании «Транснефть», что уменьшает наши возможности экспортировать нефть этим способом. Основными причинами таких ограничений являются:

- необходимость обеспечить положение, при котором достаточные объемы нефти оставались бы в России для удовлетворения внутренних потребностей страны, включая поставки нефти различным российским предприятиям и организациям, контролируемым государством или являющимся стратегически важными
- ограниченные пропускные возможности сети нефтепроводов по транспортировке нефти

Доступ к экспортной трубопроводной сети предоставляется на поквартальной основе, исходя из объемов добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемых объемов ее экспорта. Как правило, эта квота составляет около 30% от общего объема добычи. Кроме того, дополнительные объемы могут быть направлены на экспорт, минуя систему «Транснефть», по железной дороге или морским транспортом. В 2003 г. Компания экспортировала 7,1% добытой нефти (или 5 367 тыс. т), минуя систему «Транснефть», в том числе через собственную экспортную инфраструктуру. В основном, подобным образом экспортировалась нефть, добытая в Ямало-Ненецком автономном округе и Калининградской области.

В течение 2003 г. общий объем сырой нефти и нефтепродуктов, реализованных на международных рынках, увеличился по сравнению с 2002 г. на 34,8%.

До 2003 г. Правительство Российской Федерации могло повышать экспортные квоты на основе соглашений, согласно которым нефтяные компании поставляли сырую нефть или нефтепродукты организациям, участвующим в государственных строительных проектах, в обмен на дополнительный доступ к экспортным нефтепроводам. Начиная с 2003 г. подобные соглашения не заключаются.

Обменный курс рубля к доллару и темп 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 отличие от предыдущих периодов в течение 2003 г. этот процесс был усугублен тем, что инфляция сопровождалась повышением (а не падением) курса рубля по отношению к доллару США.

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.

	2003 г.	2002 г.	2001 г.
Рублевая инфляция (ИПЦ)	12,0%	15,1%	18,8%
Номинальное изменение курса (рубли к доллару США)	(7,3)%	5,5%	7,0%
Реальное укрепление курса (рубли к доллару США)	20,2%	9,1%	11,0%
Средний обменный курс за период (рубли к доллару США)	30,69	31,35	29,17
Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США)	29,45	31,78	30,14

Налоговое бремя

С учетом масштабов нашей деятельности в России наше положение как налогоплательщика во многом определяется налогами, уплачиваемыми в России (на основе данных, составленных в соответствии с российским законодательством, а не ОПБУ США). В 2003, 2002 и 2001 гг. налоги на российскую долю операций составляли более 80% всех наших расходов на уплату налогов.

В дополнение к налогу на прибыль мы платим 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
- единый социальный налог
- налог с продаж и НДС
- прочие местные налоги и сборы

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем налогов, включая налог на прибыль, налоги помимо налога на прибыль, а также акцизные сборы и экспортные тарифы, поделенный на величину прибыли до налогообложения и уплаты соответствующих налогов и сборов) составляли в 2003, 2002 и 2001 гг. 64%, 72% и 60% 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.

		2003 г. *	Изменение в % к 2002 г.	2002 г. *	Изменение в % к 2001 г.	2001 г. *
Пошлины на экспорт сырой нефти	долл./т	30,40	59,3%	19,08	(27,3)%	26,25
Пошлина на экспорт продуктов нефтепереработки						
Легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	27,36	(3,7)%	28,40	(18,7)%	34,94
Жидкие топлива (мазут)	долл./т	27,36	91,3%	14,30	(35,2)%	22,06
Акцизы на продукты нефтепереработки						
Высокооктановый бензин	руб./т	3 000,00	44,8%	2 072,00	12,0%	1 850,00
Низкооктановый бензин	руб./т	2 190,00	44,8%	1 512,00	12,0%	1 350,00
Дизельное топливо	руб./т	890,00	44,5%	616,00	12,0%	550,00
Моторные масла	руб./т	2 440,00	45,2%	1 680,00	12,0%	1 500,00
Налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	801,44	20,1%	667,12	–	н/д **

* средние значения

** единый налог на добычу полезных ископаемых был введен начиная с 1 января 2002 г., заменив собой налог на пользование недрами, налог на восстановление минерально-сырьевой базы и акциз на продажу сырой нефти (см. также «Налоги помимо налога на прибыль» и «Акцизы и экспортные пошлины» на стр. 102).

Ставки ряда налогов в 2003 г. существенно выросли по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. Так, например, средняя ставка пошлины на экспорт сырой нефти увеличилась по сравнению с 2002 г. на 59,3%, составив 30,40 долл./т. При этом пошлины на экспорт бензинов, керосина и реактивного топлива, дизельного топлива и газойлей снизились на 3,7%. Пошлины на экспорт мазута выросли на 91,3%. Акцизы на нефтепродукты выросли на 44,8%.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых увеличилась по сравнению с 2002 г. на 20,1% в результате роста мировых цен на нефть.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых определяется следующим образом. Базовая ставка устанавливается в размере 340 руб. (11,5 долл., используя обменный курс на конец года) за метрическую тонну добытой нефти, которая в дальнейшем корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на сырую 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 8,00 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл./барр. выше установленного минимального уровня (8,00 долл./барр.) ведет к росту ставки налога на 1,35 долл./т добычи (или на 18,41 центов на барр., используя коэффициент пересчета, равный 7,33).

Экспортные пошлины на сырую нефть и продукты нефтепереработки также зависят от мировых рыночных цен на сырую нефть марки «Юралс». Ставка пошлины равна нулю в том случае, если средняя мировая рыночная цена на нефть «Юралс» меньше или равна 15,00 долл./барр. (109,50 долл./т метрическую). Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. в интервале цен от 15,00 до 25,00 долл./барр. (182,50 долл./т метрическую) ведет к росту экспортной пошлины на сырую нефть на 0,35 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., прирост экспортной пошлины на сырую нефть составляет 0,40 долл./барр. при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр.

Начиная с 1 января 2003 г. максимальная экспортная пошлина на нефтепродукты не должна превышать 90% ставки экспортной пошлины за сырую нефть, установленную в соответствующем периоде. Экспорт сырой нефти и нефтепродуктов в страны СНГ, за исключением Украины, не облагается экспортной пошлиной.

Изменения в налоговом законодательстве

С 1 января 2004 г. базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых установлена в размере 347 руб. за метрическую тонну добытой нефти, то есть на 2% выше, чем в 2003 г. Следовательно, каждый дополнительный прирост мировой рыночной цены на 1,00 долл./барр. выше установленного минимального уровня в 8,00 долл. приведет к росту налога на 1,38 долл./т добычи (или на 18,79 центов за барр. добычи, используя коэффициент пересчета, равный 7,33).

В том случае, если в 2004 г. стоимость нефти марки «Юралс» останется на том же уровне, что и в 2003 г., рост базовой ставки налога на добычу полезных ископаемых на 2% приведет к увеличению наших расходов по данному налогу примерно на 40 млн долл.

Начиная с 1 января 2004 г. акцизы на продукты нефтепереработки в Российской Федерации выросли примерно на 12% и установлены на следующем уровне:

с 1 января 2004 г.		
Акцизы на продукты нефтепереработки		
Высокооктановый бензин	руб./т	3 360,00
Низкооктановый бензин	руб./т	2 460,00
Дизельное топливо	руб./т	1 000,00
Моторные масла	руб./т	2 732,00

Результаты деятельности

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

	2003 г.		2002 г.		2001 г.	
Выручка от реализации						
Продажи (включая акцизные сборы и экспортные тарифы)	22 118	99,2%	15 334	99,3%	13 426	99,0%
Доля в прибыли зависимых компаний	181	0,8%	115	0,7%	136	1,0%
Итого выручка	22 299	100,0%	15 449	100,0%	13 562	100,0%
Затраты и прочие расходы						
Операционные расходы	(2 546)	(11,4)%	(2 403)	(15,6)%	(2 584)	(19,1)%
Стоимость приобретенной сырой нефти и нефтепродуктов	(5 909)	(26,5)%	(2 693)	(17,4)%	(2 087)	(15,4)%
Транспортные расходы	(2 052)	(9,2)%	(1 414)	(9,2)%	(919)	(6,8)%
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(1 800)	(8,1)%	(1 313)	(8,5)%	(1 375)	(10,1)%
Износ и амортизация	(920)	(4,1)%	(824)	(5,3)%	(886)	(6,5)%
Налоги помимо налога на прибыль	(2 456)	(11,0)%	(1 972)	(12,8)%	(1 010)	(7,4)%
Акцизы и экспортные тарифы	(2 954)	(13,3)%	(1 996)	(12,9)%	(1 456)	(10,7)%
Затраты на геологоразведочные работы	(136)	(0,6)%	(89)	(0,6)%	(144)	(1,1)%
Прибыль от реализации доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	1 130	5,1%	–	–	–	–
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов	(69)	(0,3)%	(83)	(0,5)%	(153)	(1,1)%
Прибыль от основной деятельности	4 587	20,6%	2 662	17,2%	2 948	21,7%
Расходы по уплате процентов	(273)	(1,2)%	(222)	(1,4)%	(257)	(1,9)%
Доходы по процентам и дивидендам	139	0,6%	160	1,0%	146	1,1%
Прибыль (убытки) по курсовым разницам	148	0,7%	40	0,3%	(33)	(0,2)%
Прочие внеоперационные доходы	11	0,0%	11	0,1%	31	0,2%
Доля миноритарных акционеров	(36)	(0,2)%	(69)	(0,5)%	(52)	(0,4)%
Прибыль до налогообложения	4 576	20,5%	2 582	16,7%	2 783	20,5%
Итого текущий налог на прибыль	(939)	(4,2)%	(834)	(5,4)%	(861)	(6,3)%
Отложенный налог на прибыль	(68)	(0,3)%	95	0,6%	187	1,4%
Всего затрат на уплату налога на прибыль	(1 007)	(4,5)%	(739)	(4,8)%	(674)	(4,9)%
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	3 569	16,0%	1 843	11,9%	2 109	15,6%
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль	132	0,6%	–	–	–	–
Чистая прибыль	3 701	16,6%	1 843	11,9%	2 109	15,6%
Базовая прибыль на обыкновенную акцию (в долл.)	4,52		2,26		2,68	
Разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долл.)	4,45		2,26		2,66	
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	2 386	10,7%	1 985	12,9%	2 109	15,6%

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Единовременные статьи расходов и доходов. В третьем квартале 2002 г., а также за весь год в целом 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 третьем квартале 2002 г. отразила в отчетности расходы по налогам в сумме 103 млн долл. Руководство Компании не ожидает предъявления налоговыми органами каких-либо дополнительных претензий в отношении налоговых льгот и освобождений, полученных в предыдущие периоды.

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

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

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

Сравнение результатов деятельности за 2003 и 2002 гг.

Выручка от продаж

Продажи по видам продукции	2003 г.		2002 г.	
	(млн долл.)			
Сырая 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 г.		2002 г.	
	(тыс. барр.)			
Сырая нефть				
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	
Сырая нефть				
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				
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 г.		2002 г.	
	(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	

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

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

Доля реализации сырой 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 наших продаж:

- Рост цен на сырую 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 сырой 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 от третьих лиц

Рост экспорта и переработки за счет снижения продаж сырой нефти на внутреннем рынке

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

Объем производства нефтепродуктов в целом по Компании остался на уровне 2002 г. и составил 39,2 млн т. Информация об объемах производства нефтепродуктов в России и за рубежом представлена в нижеприведенной таблице:

	2003 г.	Изменение в % к 2002 г.	2002 г.
	(тыс. тонн)		
Россия	32 444	0,4%	32 325
За рубежом	6 789	(1,5)%	6 894
	39 233	0,0%	39 219

Увеличение поставок на экспорт, а также рост в 2003 г. по сравнению с прошлым годом средней цены продажи сырой нефти на экспорт 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. 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., 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. 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., 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. Объем нефтепродуктов, реализованных в розницу, составил 2 315 тыс. т, средняя цена реализации – 340,08 долл./т.

Увеличение общего объема добычи

В соответствии с нашей долгосрочной стратегией и планами мы увеличили среднедневные объемы добычи (с учетом нашей доли в добыче зависимых обществ, но не включая нашу долю в проекте Азери – Чираг – Гюнешли в 2002 г.) на 5,5% и добыли в 2003 г. 591 966 тыс. барр. нефти (80 232 тыс. т).

	2003 г.	2002 г.	Изменение в %
Среднедневное производство сырой нефти, включая долю Компании в зависимых обществах (тыс. барр./сут.)	1 622	1 545	5,0%
Среднедневное производство сырой нефти, включая долю Компании в зависимых обществах, но не включая нашу долю в проекте Азери – Чираг – Гюнешли (тыс. барр./сут.)	1 622	1 538	5,5%
Среднедневное производство природного газа, включая долю Компании в зависимых обществах (млн куб. футов/сут.)	364	345	5,5%
Нефть, направленная на переработку на собственных НПЗ (тыс. барр./сут.) *	845	842	0,4%

* включая переработку на ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» в 2002 г.

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, остается Западная Сибирь. На месторождениях в Западной Сибири в 2003 г. было добыто 67,4% от общего объема добычи нефти (66,8% в 2002 г.). Рост объемов добычи в Западной Сибири на 7,7% связан как с присоединением к Группе новых нефтедобывающих компаний в этом регионе (в основном за счет присоединения «ЛУКОЙЛ-АИК»), так и с проведением мероприятий по улучшению и оптимизации методов добычи нефти. Органический прирост добычи нефти в результате проведения указанных мероприятий в Западно-Сибирской регионе составил 3,8%. Рост добычи нефти в Республике Коми составил 12,0% и, в основном, стал результатом консолидации наших нефтедобывающих активов (см. раздел «Приобретения 2003 г.» на стр. 89). Ввод в промышленную эксплуатацию новых месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе позволил увеличить добычу в этом регионе более чем в 1,9 раза по сравнению с 2002 г.

	2003 г. (тыс. тонн)	Изменение в % к 2002 г.	2002 г. (тыс. тонн)
Западная Сибирь	51 244	7,7%	47 577
Республика Коми	8 626	12,0%	7 700
Урал	9 949	1,0%	9 850
Поволжье	2 977	(1,3)%	3 016
Тимано-Печора (Ямало-Ненецкий автономный округ)	956	93,4%	494
Прочие регионы России	1 240	3,7%	1 196
Добыча в России	74 992	7,4%	69 833
Добыча за рубежом	1 080	(25,1)%	1 442
	76 072	6,7%	71 275

Основные составляющие роста добычи в 2003 г.	2003 г.
	<i>(тыс. тонн)</i>
Добыча нефти в 2002 г.	71 275
Прирост добычи в результате изменений в составе Группы	2 295
Органический прирост добычи к уровню 2002 г.	2 502
Добыча нефти в 2003 г.	76 072

Увеличение продаж продуктов нефтехимии

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась на 396 млн долл., или на 75,3%, в основном в результате приобретения нефтехимического завода «ЛУКОР» в третьем квартале 2002 г. и 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.

Увеличение продаж прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции и услуг выросла на 153 млн долл., 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 сырой нефти и нефтепродуктов

В соответствии с нашей стратегией в течение 2003 г. Группа продолжила внедрение на международные рынки и развитие марки «ЛУКОЙЛ» на мировом уровне. Мы значительно расширили операции по реализации сырой нефти и нефтепродуктов, закупленных у третьих сторон, на существующих международных рынках. В частности, заложили основы деятельности Группы на рынках Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Северной и Центральной Америки. Общий объем нефтепродуктов, закупленных от третьих лиц в рамках данной деятельности, составил 7,4 млн т на сумму 1 533 млн долл.

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

Увеличение доли в прибыли зависимых компаний

Доля в прибыли зависимых компаний составила 181 млн долл. Это на 66 млн долл. 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 сырую нефть.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2003 г.	2002 г.
	<i>(млн долл.)</i>	
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 сырой нефти и нефтепродуктов	5 909	2 693

По сравнению с аналогичным периодом 2002 г. величина операционных расходов увеличилась на 143 млн долл., или на 6,0%. Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов увеличились на 3 216 млн долл. (или на 119,4%) по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов операций по купле-продаже сырой 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 следующей таблице представлены данные об объемах добычи и переработки нефти, а также об объемах приобретенных нефти и нефтепродуктов.

	2003 г.		2002 г.	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Добыча сырой нефти дочерними компаниями	560 869	76 072	522 446	71 275
Закупки сырой нефти	93 714	12 785	60 736	8 286
Добыча газа	20 708		19 873	
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы	39 233		33 652	
Производство нефтепродуктов на зависимом НПЗ (ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)		–		5 567
Закупки нефтепродуктов		15 795		7 399

В состав затрат по добыче 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 по добыче и включены в состав прочих операционных затрат.

Следует отметить, что, несмотря на реальное укрепление рубля в течение 2003 г. на 20,2%, средняя величина на 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., 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., 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., в то время как в 2002 г. указанные расходы составляли 18 млн долл.

Кроме того, затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли на 9,2%, или на 12 млн долл. 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., 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.

Прочие операционные расходы включают в себя стоимость услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.), реализуемых добывающими компаниями, а также операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы также включают в себя затраты, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, и величину изменения остатка запасов на торговых предприятиях Группы. Объем прочих операционных расходов увеличился по сравнению с 2002 г. на 75 млн долл., 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. 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 в сумме 6 млн долл.

Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов выросли на 3 216 млн долл., или на 119,4%, по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов операций по купле-продаже сырой 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., или на 45,1%, стали рост тарифов на транспортировку и увеличение объема нефти и нефтепродуктов, перевозимых морским, железнодорожным и речным транспортом.

Рост тарифов за 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. величина коммерческих, общехозяйственных и административных расходов Компании увеличилась на 487 млн долл., 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 20,2%. Кроме того, Компания начислила дополнительное вознаграждение руководству в размере около 26 млн долл. 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. В 2003 г. расход по созданию резерва составил 79 млн долл.

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов, а также начисление резерва по затратам на ликвидацию скважин и восстановление месторождений в 2002 г. По сравнению с

2002 г. величина расходов Компании, связанных с износом и амортизацией, увеличилась на 96 млн долл., 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 г.		2002 г.	
	в России	за рубежом	в России	за рубежом
	<i>(млн долл.)</i>			
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
Итого	2 383	73	1 926	46
		2 456		1 972

Рост налогов обусловлен главным образом ростом налога на добычу полезных ископаемых на 494 млн долл., размер которого определяется в зависимости от цены на сырую нефть на мировых рынках. Рост расходов на социальные налоги и отчисления на 58 млн долл. 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 сырой нефти. По сравнению с 2002 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 958 млн долл., 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, в случае выполнения определенных требований, установленных законодательством. Кроме того, сами ставки акцизов увеличились по сравнению с 2002 г. на 44,8%.

	2003 г.		2002 г.	
	в России	за рубежом	в России	за рубежом
	<i>(млн долл.)</i>			
Акциз и налог на реализацию продуктов переработки	449	1 106	387	811
Экспортные пошлины	1 392	7	796	2
Итого	1 841	1 113	1 183	813
		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.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов

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

Расходы по уплате процентов

Процентные расходы выросли в 2003 г. на 51 млн долл., 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. (в том числе остатки на клиентских и депозитных счетах банков – 755 млн долл.), а по состоянию на 31 декабря 2003 г. – 4 811 млн долл. (в том числе остатки на клиентских и депозитных счетах банков – 1 007 млн долл.). Кроме того, в 2003 г. были погашены облигации Компании с балансовой стоимостью 455 млн долл. по состоянию на 31 декабря 2002.

Налог на прибыль

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

Эффективная ставка налога на прибыль за 2003 г., без учета прибыли от продажи доли Группы в СРП «Азери – Чираг – Гюнешли», составила 29,2% (за 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 ограниченных пределах.

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

	2003 г.	2002 г.
	(млн долл.)	
Прибыль до налогообложения	4 576	2 582
Увеличить на:		
Износ и амортизация	920	824
Расходы по уплате процентов	273	222
Доходы по процентам и дивидендам	(139)	(160)
ЕБИТДА	5 630	3 468

Сравнение результатов деятельности за 2002 и 2001 гг.

Выручка от продаж

Продажи по видам продукции	2002 г.		2001 г.	
	(млн долл.)			
Сырая нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках	4 336	28,3%	3 951	29,4%
Продажи на внутреннем рынке	469	3,1%	992	7,4%
	4 805	31,4%	4 943	36,8%
Нефтепродукты				
Экспорт и реализация на международных рынках	6 225	40,6%	4 690	34,9%
Продажи на внутреннем рынке	2 883	18,8%	2 595	19,3%
	9 108	59,4%	7 285	54,2%
Нефтехимические продукты				
Экспорт и продажи на международных рынках	392	2,6%	334	2,5%
Продажи на внутреннем рынке	134	0,9%	159	1,2%
	526	3,4%	493	3,7%
Прочие виды продукции	895	5,8%	705	5,3%
Продажи, всего	15 334	100,0%	13 426	100,0%

Объемы продаж	2002 г.		2001 г.	
	(тыс. барр.)			
Сырая нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках	197 548		187 024	
Продажи на внутреннем рынке	56 618		91 582	
Сырая нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках	26 951	33,4%	25 515	33,2%
Реализация на внутреннем рынке	7 724	9,6%	12 494	16,2%
	34 675	43,0%	38 009	49,4%
Нефтепродукты				
Экспорт и продажи на международных рынках	26 284	32,6%	20 725	26,9%
Продажи на внутреннем рынке	19 727	24,4%	18 281	23,7%
	46 011	57,0%	39 006	50,6%
Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	80 686	100,0%	77 015	100,0%

Средние сложившиеся цены реализации	2002 г.		2001 г.	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть	21,95	160,88	21,13	154,85
Нефтепродукты		236,85		226,30
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть	8,28	60,72	10,83	79,40
Нефтепродукты		146,14		141,95

С 2001 по 2002 гг. объем наших продаж увеличился на 1 908 млн долл., или на 14,2%. Это увеличение произошло главным образом в результате изменений в ассортименте продукции и за счет увеличения объемов продаж. Наша выручка от продаж сырой нефти снизилась на 138 млн долл., или на 2,8%. Объем продаж нефтепродуктов в отчетном периоде увеличился на 1 823 млн долл., или на 25,0%. Общий объем реализованных нефтепродуктов и сырой нефти достиг 80,7 млн т, что на 4,8% больше по сравнению с тем же периодом 2001 г.

Доля наших продаж, представленная нефтепродуктами, составила 57,0% по сравнению с 50,6% в 2001 г. Это стало результатом стратегии Компании, направленной на увеличение доли экспортных продаж в общем объеме продаж, чего удалось достигнуть в основном благодаря расширению экспорта нефтепродуктов. Доля наших продаж на внешнем рынке, включая как сырую нефть, так и нефтепродукты, достигла 66,0% в 2002 г. по сравнению с 60,0% в 2001 г.

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж

Реализация сырой нефти на внешнем рынке

Выручка Компании от реализации сырой нефти за пределами России увеличилась на 385 млн долл., или на 9,7%, в результате влияния следующих двух факторов: а) увеличение средней цены продажи составило 3,9% (с 21,13 долл./барр. в 2001 г. до 21,95 долл./барр. в 2002 г.), что обусловлено повышением цены на нефть марки «Юралс», и б) увеличение объемов продаж на 10,5 млн барр., или на 5,6%.

Реализация сырой нефти на внутреннем рынке

Объем выручки Компании от реализации сырой нефти на внутреннем рынке сократился на 523 млн долл., или на 52,7%, в результате снижения цен и объемов продаж. Средняя цена продажи снизилась на 2,55 долл./барр., или на 23,5%, и составила в 2002 г. 8,28 долл./барр. Объем реализации сырой нефти на внутреннем рынке сократился на 35,0 млн барр., или на 38,2%. Подобное изменение прежде всего стало результатом увеличения объемов переработки, в том числе процессинга на ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», а также увеличения объемов экспорта.

Реализация нефтепродуктов на внешнем рынке

Выручка Компании от реализации нефтепродуктов за пределами России увеличилась на 1 535 млн долл., или на 32,7%. Это стало возможным в результате увеличения объемов продаж на 5,6 млн т, или на 26,8%. Средняя цена продажи нефтепродуктов увеличилась на 10,55 долл./т, или на 4,7%.

Реализация нефтепродуктов на внутреннем рынке

Выручка Компании от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличилась на 288 млн долл., или на 11,1%. Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличился на 1,4 млн т, или на 7,9%. Средняя цена продажи нефтепродуктов на внутреннем рынке увеличилась на 4,19 долл./т, или на 2,9%.

Продукты нефтехимии

Выручка от реализации продуктов нефтехимии увеличилась на 33 млн долл., или на 6,7%, в основном в результате увеличения доли продаж на внешнем рынке и соответствующего повышения средней цены продажи, а также процессинга на вновь приобретенном нефтехимическом заводе «ЛУКОР».

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции и услуг увеличилась на 190 млн долл., или на 27,0%, вследствие оказания сторонним организациям услуг по транспортировке, строительству, а также в результате реализации прочей произведенной Компанией продукции.

Увеличение доли в прибыли зависимых компаний

Доля в прибыли зависимых компаний, учитываемых по методу долевого участия, составила 115 млн долл. Это на 21 млн долл., или на 15,4%, меньше, чем в предыдущем отчетном периоде. В целом подобное изменение стало результатом получения во втором полугодии 2001 г. контроля над некоторыми зависимыми компаниями, которые ранее учитывались по методу долевого участия.

Операционные расходы

	2002 г.	2001 г.
	<i>(млн долл.)</i>	
Затраты на добычу	1 355	1 411
Затраты на переработку	417	426
Затраты на процессинг на зависимых НПЗ	131	109
Затраты предприятий нефтехимии	115	82
Прочие операционные расходы	385	556
Итого операционные расходы	2 403	2 584
Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов	2 693	2 087

Операционные расходы включают в основном прямые операционные затраты, затраты на оплату труда работников поисково-разведочных, добывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятий. По сравнению с 2001 г. величина операционных расходов снизилась на 181 млн долл., или на 7%, в основном в результате проведения программы по сокращению расходов. Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов выросли на 606 млн долл., или на 29%, по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов сырой нефти и нефтепродуктов, приобретаемых для дальнейшей перепродажи.

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

	2002 г.		2001 г.	
	<i>(тыс. барр.)</i>	<i>(тыс. т)</i>	<i>(тыс. барр.)</i>	<i>(тыс. т)</i>
Добыча сырой нефти дочерними компаниями	522 446	71 275	514 540	70 196
Закупки сырой нефти	60 736	8 286	52 250	7 128
Добыча газа	19 873		17 535	
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы		33 652		29 366
Производство нефтепродуктов на зависимом НПЗ (ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»)		5 567		4 823
Закупки нефтепродуктов		7 399		7 059

Снижение затрат на добычу нефти составило 56 млн долл., или 4,0%. В то же время средняя величина затрат из расчета на баррель добытой нефти снизилась с 2,74 долл./барр. в 2001 г. до 2,60 долл./барр. в 2002 г. Уменьшение средней величины удельных затрат стало возможным благодаря реализации Компанией политики сокращения затрат, в частности в результате закрытия непродуктивных скважин и увеличения объемов добычи путем применения технологии повышения нефтеотдачи пластов и других технологий.

Объем нефти, добытой дочерними компаниями Общества в 2002 г., составил 71,3 млн т (522 млн барр.), в 2001 г. – 70,2 млн т (515 млн барр.). Среднесуточный объем добычи в 2002 г. составил 1 431 тыс. барр., что на 1,4% больше, чем в 2001 г. (1 411 тыс. барр.).

В состав затрат по добыче входят затраты на текущий ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии и прочие затраты. Прочие операционные расходы добывающих предприятий Компании исключены из затрат по добыче. Подобные прочие операционные расходы относятся к реализации других товаров и услуг (электроэнергия, теплоснабжение и т.д.) и включены в состав прочих операционных затрат.

Затраты на переработку на собственных НПЗ снизились в 2001 – 2002 гг. на 9 млн долл., или на 2,1%. Прежде всего это обусловлено закрытием в июле 2001 г. НПЗ «Петротел». Снижение затрат на переработку в результате закрытия НПЗ «Петротел» было частично компенсировано включением в отчетность затрат ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез». Операционные расходы ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» стали включаться в затраты по переработке с июля 2002 г., когда предприятие получило статус дочернего общества.

По сравнению с 2001 г. затраты на процессинг на зависимом НПЗ (ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез») увеличились на 22 млн долл., или на 20%. Увеличение затрат на процессинг связано с увеличением объемов переработки на 0,7 млн т, или на 15%. По сравнению с 2001 г., в 2002 г. общий объем процессинга в ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» увеличился на 10,3 млн т, или на 113%. В июле 2002 г. предприятие получило статус дочернего общества, финансовая отчетность которого консолидируется в финансовую отчетность Общества.

Прочие операционные расходы включают в себя стоимость прочих реализованных услуг и товаров (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.), реализуемых нашими добывающими компаниями; операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы; расходы на транспортировку нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы; величину изменения остатков запасов в торговых предприятиях Группы, а также расходы по негосударственному пенсионному обеспечению. Снижение прочих операционных расходов на 171 млн долл. связано со снижением объемов прочих операций и продаж нашей доли в части непрофильных компаний.

Затраты на приобретение сырой нефти и нефтепродуктов выросли на 606 млн долл., или на 29%, по сравнению с предыдущим периодом в результате увеличения объемов приобретенной сырой нефти (на 8,5 млн барр.) и нефтепродуктов (на 0,34 млн т), а также увеличения цены закупок.

Транспортные расходы

По сравнению с 2001 г. транспортные расходы Компании увеличились на 495 млн долл., или на 53,9%. Увеличение расходов было обусловлено прежде всего повышением всех тарифов на транспортировку, а также проанализированным выше увеличением объемов продаж и изменением ассортимента продукции – увеличением доли продуктов нефтепереработки в общем объеме продаж.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

По сравнению с 2001 г. величина коммерческих, общехозяйственных и административных расходов Компании уменьшилась на 62 млн долл., или на 4,5%. В состав этих расходов 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, а также прочие расходы.

Снижение расходов в 2002 г. произошло в связи с уменьшением на 141 млн долл. затрат, относящихся к налоговым льготам, использование которых было прекращено Компанией в 2002 г. Другие статьи общехозяйственных, коммерческих и административных расходов увеличились на 79 млн долл., или на 6%, в результате роста деятельности по оптовой и розничной реализации нефтепродуктов за рубежом (более чем на 20%).

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация деловой репутации (только за 2001 г.), амортизация нематериальных активов, а также начисление резерва по затратам на ликвидацию скважин и восстановление месторождений. По сравнению с предыдущим отчетным периодом величина расходов Компании, связанных с износом и амортизацией, уменьшилась на 62 млн долл., или на 7,0%. Это снижение обусловлено тем, что начиная с

2002 г. не начисляется амортизация деловой репутации, а также снижением применяемых ставок начисления амортизации в результате пересмотра объема доказанных запасов нефти и пересмотром будущей стоимости ликвидации активов нефтедобывающих компаний.

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. Начиная с 1 января 2002 г. некоторые налоги, включая налог на пользование недрами, налог на восстановление минерально-сырьевой базы и акциз на продажу сырой нефти, были отменены и заменены единым налогом на добычу полезных ископаемых. По сравнению с аналогичным периодом 2001 г. введение единого налога на добычу полезных ископаемых привело к увеличению расходов по уплате налогов на 737 млн долл. (включая влияние акциза на продажу сырой нефти (см. далее)), или на 100%. Расходы по уплате прочих налогов и отчислений увеличились на 52 млн долл.

	2002 г.		2001 г.	
	в России	за рубежом	в России	за рубежом
	(млн долл.)			
Налог на добычу полезных ископаемых	1 472	–	–	–
Налог на восстановление минерально-сырьевой базы	–	–	215	–
Налог на недра	–	–	347	–
Социальные налоги и отчисления	191	7	197	4
Налоги и отчисления в дорожные фонды	126	–	100	–
Налог на имущество	89	12	72	11
Прочие налоги и отчисления	48	27	35	29
Итого	1 926	46	966	44

Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу продуктов переработки, а также пошлины на экспорт продуктов переработки и сырой нефти. По сравнению с прошлым отчетным периодом акцизы и экспортные пошлины увеличились на 540 млн долл., или на 37% (или, без учета влияния акциза на продажу сырой нефти, на 713 млн долл., то есть на 55,6%). Увеличение акцизов и экспортных пошлин обусловлено увеличением акцизных ставок и ростом продаж нефтепродуктов, а также отсутствием некоторых налоговых льгот, применявшихся Компанией в предыдущие годы. 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.

	2002 г.		2001 г.	
	в России	за рубежом	в России	за рубежом
	(млн долл.)			
Акциз и налог на реализацию продуктов переработки	387	811	176	276
Акциз на реализацию сырой нефти	–	–	173	–
Экспортные пошлины	796	2	831	–
Итого	1 183	813	1 180	276

Расходы на проведение поисково-разведочных работ

Расходы на успешное проведение поисково-разведочных работ капитализируются. Расходы по безуспешным работам списываются на расходы. В 2002 г. расходы на проведение поисково-разведочных работ уменьши-

лись по сравнению с предыдущим периодом на 55 млн долл. в основном в результате повышения эффективности буровых работ и увеличения доли буровых работ, давших положительный результат.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2002 г. составил 83 млн долл. по сравнению с 153 млн долл. в 2001 г. Снижение в сумме 70 млн долл., или 45,8%, обусловлено включением в расходы 2001 г. убытка от снижения стоимости активов НПЗ «Петротел», а также оценкой прочих инвестиций.

Расходы по уплате процентов

Процентные расходы снизились в 2002 г. на 35 млн долл., или на 13,6%, по сравнению с 2001 г. в результате снижения процентных ставок. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным займам и кредитам, полученным от третьих лиц, составляла 6,0% и 6,7% в 2002 и 2001 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным займам и кредитам, полученным от третьих лиц, составляла 5,58% и 6,32% в 2002 и 2001 гг. соответственно.

Доходы по процентам и дивидендам

Доходы по процентам и дивидендам выросли благодаря росту остатков денежных средств и инвестиций.

Прибыль по курсовым разницам

В 2002 г. мы отразили в финансовой отчетности прибыль по курсовым разницам в сумме 40 млн долл. в 2002 г. по сравнению с убытком в размере 33 млн долл. в 2001 г. В течение 2002 г. компания имела превышение монетарных обязательств над монетарными активами в России, что привело к возникновению прибыли по курсовым разницам.

Налог на прибыль

По сравнению с 2001 г. в 2002 г. общая величина расходов Общества по налогу на прибыль выросла на 65 млн долл., или на 9,6%, в то время как прибыль до уплаты налогов снизилась на 201 млн долл.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2002 г. составила 28,6%. Эта ставка выше, чем установленная максимальная ставка для РФ (24%) в основном потому, что Компания не имеет больше возможности использовать некоторые налоговые льготы, которые использовались ранее и действие которых было отменено в 2002 г. в связи с изменениями налогового законодательства. Кроме этого, некоторые понесенные в текущем периоде расходы не вычитались для целей налогообложения или принимались к вычету только в ограниченных пределах, увеличивая таким образом эффективную налоговую ставку.

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

	2002 г.	2001 г.
	(млн долл.)	
Прибыль до налогообложения	2 582	2 783
Увеличить на:		
Износ и амортизация	824	886
Расходы по уплате процентов	222	257
Доходы по процентам и дивидендам	(160)	(146)
ЕБИТДА	3 468	3 780

Анализ движения денежных средств и капитальных затрат

	2003 г.	2002 г.	2001 г.
	(млн долл.)		
Денежные средства от основной деятельности	2 936	2 396	2 673
Денежные средства, использованные на инвестиционную деятельность	(2 792)	(2 390)	(3 061)
Денежные средства, полученные от финансовой деятельности	(4)	96	471
Чистый долг	3 376	2 941	2 258
Отношение текущих активов к текущим обязательствам	1,50	1,35	1,48
Отношение заемного капитала к собственному капиталу	28%	30%	28%
Отношение долгосрочных заемных средств к сумме собственного капитала и долгосрочных заемных средств	12%	11%	14%
Отношение чистого долга к денежным средствам от основной деятельности	1,15	1,23	0,84

Основным источником денежных средств Компании являются денежные средства, полученные от основной деятельности. В 2003 г. денежные средства, полученные от основной деятельности, составили 2 936 млн долл., что на 540 млн долл. больше, чем в 2002 г. (2 396 млн долл.), и на 263 млн долл. больше, чем в 2001 г. (2 673 млн долл.). Рост объема денежных средств, полученных от основной деятельности, связан, прежде всего, с ростом мировых цен на энергоносители и, как следствие, с увеличением чистой прибыли Компании.

В 2003 г. Компания использовала 4 106 млн долл. на капитальные вложения и приобретение долей в других компаниях, а также прочие инвестиции. В значительной степени эти приобретения были финансированы за счет денежных средств, полученных Компанией от продажи своей доли в СРП «Азери – Чираг – Гюнешли» на общую сумму 1 337 млн долл.

Таким образом, общая сумма денежных средств, направленных на инвестиционную деятельность в 2003 г., составила 2 792 млн долл., что на 402 млн долл. больше, чем в 2002 г. (2 390 млн долл.), и на 269 млн долл. меньше, чем в 2001 г. (3 061 млн долл.).

Денежные средства, полученные от финансовой деятельности в 2003 г., включают в себя 1 445 млн долл., полученных от привлечения долгосрочных кредитов, и 220 млн долл. – от краткосрочных заимствований. Денежные средства, использованные в финансовой деятельности в 2003 г., включали в себя 1 124 млн долл., направленных на погашение полученных ранее займов и кредитов, 467 млн долл., направленных на выплату дивидендов по обыкновенным акциям, и 368 млн долл., направленных на приобретение собственных акций. В 2003 г. объем денежных средств, полученных от финансовой деятельности, снизился на 100 млн долл. по сравнению с 2002 г.

Компания выплатила дивиденды по обыкновенным и привилегированным акциям в размере 467 млн долл., 423 млн долл. и 244 млн долл. в 2003, 2002 и 2001 гг. соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2003 г. долгосрочная задолженность Компании, включая текущую часть, составляла 2 803 млн долл. по сравнению с 2 698 млн долл. по состоянию на 31 декабря 2002 г. Долгосрочная задолженность должна погашаться следующим образом: 411 млн долл. в 2004 г., 415 млн долл. в 2005 г., 484 млн долл. в 2006 г., 686 млн долл. в 2007 г., 265 млн долл. в 2008 г. и 542 млн долл. в последующие годы. По состоянию на 31 декабря 2003 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 1 001 млн долл. и 1 007 млн долл. соответственно по сравнению с 740 млн долл. и 755 млн долл. по состоянию на 31 декабря 2002 г.

Также по состоянию на 31 декабря 2003 г. Компания располагала неиспользованными кредитными линиями в различных банках на сумму 371 млн долл. Процентные ставки по указанным кредитным линиям различаются и основываются на ставке ЛИБОР.

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 (RUAA по национальной шкале), что на одну позицию ниже суверенного рейтинга России (BB+ или RUAAA). Облигациям, выпущенным Компанией в 2002 г., также подтвержден кредитный рейтинг BB.

В 2003 г. агентством Moody's Компании был присвоен кредитный рейтинг, который составляет Ba2, что на две позиции ниже текущего суверенного рейтинга России (Ba3).

Анализ капитальных затрат

	2003 г.	2002 г.	2001 г.
	<i>(млн долл.)</i>		
Разведка и добыча			
Россия	1 537	1 078	1 543
За рубежом	247	333	246
Итого разведка и добыча	1 784	1 411	1 789
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	960	683	645
За рубежом	274	110	183
Итого переработка, торговля и сбыт	1 234	793	828
ИТОГО капитальных затрат	3 018	2 204	2 617

Приобретение компаний и инвестиции в зависимые общества

Разведка и добыча			
Россия	989	67	467
За рубежом	–	–	–
Итого разведка и добыча	989	67	467
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	23	53	35
За рубежом	257	57	59
Итого переработка, торговля и сбыт	280	110	94
За минусом приобретенных денежных средств	(44)	(4)	(62)
ИТОГО	1 225	173	499

В соответствии со стратегией Компании рост добычи к 2013 г. на 40% будет приходиться на новые регионы, которые мы начали разрабатывать в течение последних трех лет. Приведенная ниже таблица раскрывает объемы наших капитальных вложений в указанные регионы (включены в сегмент разведки и добычи в таблице выше).

Разведка и добыча	2003 г.	2002 г.	2001 г.
	<i>(млн долл.)</i>		
Тимано-Печора	363	338	373
Каспий	118	46	94

Программа капитальных вложений на 2004 г.

По оценкам Компании, капитальные затраты в 2004 г. составят 2 919 млн долл. (исходя из среднего обменного курса рубля к доллару США за 2003 г.), что на 2,3% больше, чем в 2003 г. Из них 2 004 млн долл., или 69% общей суммы, планируется инвестировать в добычу нефти и газа, из них 273 млн долл. – 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 914 млн долл., из них 182 млн долл. – 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, в том числе ввод в строй терминала в Высоцке. За рубежом инвестиции планируется направить на модернизацию нефтеперерабатывающих заводов в Болгарии, Украине и Румынии, а также на дальнейшее развитие собственной сбытовой инфраструктуры Группы в этих и других странах.

Компания считает, что с учетом текущих прогнозов цен на минеральные ресурсы в 2004 г. (по прогнозам мировых инвестиционных банков средняя цена на нефть марки «Брент», которая торгуется с премией по отношению к нефти марки «Юралс», в 2004 г. превысит 28 долл./барр.) программа капитальных вложений будет финансироваться за счет денежных средств от основной деятельности, а также, при необходимости, за счет существующих кредитных линий. В том случае, если поступление денежных средств от основной деятельности будет значительно меньше прогнозируемого, Компания имеет возможность отложить финансирование части капитальных затрат без применения к ней экономических санкций.

Гарантии, забалансовые обязательства, а также условные факты финансово-хозяйственной деятельности

Выданные финансовые гарантии

Млн долл.	Итого	По периодам истечения					
		2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	После
Гарантии по обязательствам зависимых компаний	718	13	70	25	25	12	573
Гарантии по обязательствам третьих лиц	63	25	22	16	–	–	–

По состоянию на 31 декабря 2003 г. Компания имела выданные гарантии на сумму 718 млн долл. по задолженности зависимых компаний и 63 млн долл. по задолженности третьих лиц. В финансовой отчетности Компании не было начислено обязательств, связанных с выполнением данных гарантий. 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 2003 г. составляла 8 млн долл. Дополнительная информация по гарантиям раскрыта в Примечании 19 «Гарантии и поручительства» 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. В нижеприведенной таблице раскрыта общая сумма наших балансовых и забалансовых обязательств.

По периодам истечения

Млн долл.	Итого	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	После
Балансовые обязательства							
Краткосрочная задолженность	1 001	1 001	–	–	–	–	–
Долгосрочные банковские займы и кредиты	1 604	367	276	361	251	218	131
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	711	27	119	106	52	31	376
3,5%-ные конвертируемые валютные облигации	366	–	–	–	366	–	–
Прочие облигации	7	1	3	–	–	–	3
Обязательства по лизинговым контрактам	115	16	17	17	17	16	32
ИТОГО	3 804	1 412	415	484	686	265	542
Забалансовые обязательства							
Обязательства по операционной аренде	808	68	67	67	66	66	474
Обязательства по капитальным вложениям в «Нефтохим» (Болгария)	41	41	–	–	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям в «Петротел» (Румыния)	60	60	–	–	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям в «Беопетрол» (Сербия)	106	86	17	3	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	421	170	123	45	17	10	56
Обязательства по капитальным вложениям по лицензионным соглашениям в России	2 004	298	302	338	504	517	45
ИТОГО	3 440	723	509	453	587	593	575

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

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

Прочие события

В июле 2001 г. Группа временно закрыла свой нефтеперерабатывающий завод «Петротел» в связи с экономическими условиями в Румынии. На дату составления консолидированной финансовой отчетности этот нефтепере-

рабатывающий завод оставался закрытым. В 2002 г. руководство Компании закончило и утвердило инвестиционную программу по реконструкции нефтеперерабатывающего завода «Петротел» и возобновлению его деятельности в течение 2004 г. Группа выполняла данную инвестиционную программу в 2003 г. Однако, в случае принятия решения о выходе из капитала этого завода, Группа может понести убытки в размере остаточной стоимости основных средств, которые составляют не более 60 млн долл.

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 2003 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, считалась гиперинфляционной в течение долгого периода 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 2003, 2002 и 2001 гг. Компания отразила прибыль (убытки) по курсовым разницам, возникшим от переоценки наших монетарных активов и обязательств, в сумме 148 млн долл., 40 млн долл. и (33) млн долл. соответственно.

Укрепление рубля по отношению к доллару в 2003 г. отрицательно влияло на нашу 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 2004 г. темпов укрепления рубля к доллару на уровне 10% (на основании прогнозов Минэкономразвития, а также параметров, заложенных в бюджет) может привести к уменьшению нашей операционной прибыли на 160 млн долл. и свободного потока денежных средств – на 400 млн долл. (при неизменности остальных макроэкономических факторов).

Кроме того, на нашу операционную прибыль и денежные потоки может отрицательно повлиять рост курса болгарского лева относительно доллара США, который в 2003 г. укрепился на 20,3%. Однако в силу меньшего объема наших операций в Болгарии по сравнению с Россией это влияние не должно превысить 10 млн долл.

Товарные финансовые инструменты

Мы ограничено 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, кото-

рые 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 подвергать существенному кредитному или рыночному риску наши операции, а также наше финансовое положение или ликвидность. По данным операциям в течение 2003 г. Компания отразила чистый убыток в размере 37 млн долл. (5 млн долл. в 2002 г.). Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженной в отчетности по состоянию на 31 декабря 2003 г., составляла 1 млн долл. (6 млн долл. в 2002 г.). Использование производных финансовых инструментов в 2001 г. было несущественным.

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 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 собирает 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 денежных потоков, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда текущая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных денежных потоков, признается убыток от обесценения путем списания текущей стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных денежных потоков. Отдельные активы агрегируются для целей оценки на предмет обесценения на самом низком уровне, для которого существуют независимые денежные потоки. Данный уровень определяется на основании профессионального суждения. Величина будущих денежных потоков, 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 различными законами, 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 обяза-

тельств, связанных с окончанием срока полезного использования активов» Компания отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием срока полезного 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 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. В итоге Компания будет должна профинансировать все те пенсионные обязательства, которые не будут профинансированы за счет 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. Компания использует услуги актуарных специалистов для помощи при определении пенсионного обязательства.

Изменения в стандартах финансовой отчетности

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

В настоящее время Группа анализирует свои финансовые отношения, возникшие на предмет определения компаний с переменной долей владения. Существует вероятность, что некоторые совместные предприятия, в которых участвует Группа, могут являться компаниями с переменной долей владения. Переменная доля возникает, в основном, из-за определенных гарантий, выданных Группой совместным предприятиям, что раскрыто в Примечании 19 «Гарантии и поручительства» к консолидированной финансовой отчетности. Группа не ожидает какого-либо существенного эффекта на чистую прибыль, в случае если потребуются консолидировать некоторые из этих по-

тенциальных компаний с переменной долей владения, поскольку доля Группы в чистой прибыли этих компаний уже включена в консолидированный отчет о прибылях и убытках Группы. Возможное изменение активов и обязательств Группы также не должно быть существенным.

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), также могут содержать планируемые или ожидаемые данные о выручке, прибылях (убытках), прибыли (убытке) на акцию, дивидендах, структуре капитала, а также 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 2003 и 2002 гг., подготовленная в соответствии с ОПБУ США

Заключение независимых аудиторов

Совету Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

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

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

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

KPMG Limited

Москва, Российская Федерация
21 июня 2004 года

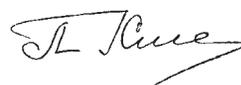
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные балансы
По состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
Хоба Л.Н.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

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

	Примечание	2003	2002	2001
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	23	22 118	15 334	13 426
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	181	115	136
Итого выручка		22 299	15 449	13 562
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(2 546)	(2 403)	(2 584)
Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов		(5 909)	(2 693)	(2 087)
Транспортные расходы		(2 052)	(1 414)	(919)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(1 800)	(1 313)	(1 375)
Износ и амортизация		(920)	(824)	(886)
Налоги (кроме налога на прибыль)	14	(2 456)	(1 972)	(1 010)
Акцизы и экспортные пошлины		(2 954)	(1 996)	(1 456)
Затраты на геологоразведочные работы		(136)	(89)	(144)
Прибыль от реализации доли				
в проекте Азери – Чираг – Гюнешли	10	1 130	-	-
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(69)	(83)	(153)
Прибыль от основной деятельности		4 587	2 662	2 948
Расходы по процентам		(273)	(222)	(257)
Доходы по процентам и дивидендам		139	160	146
Прибыль (убытки) по курсовым разницам		148	40	(33)
Прочие внеоперационные доходы		11	11	31
Доля миноритарных акционеров		(36)	(69)	(52)
Прибыль до налога на прибыль		4 576	2 582	2 783
Текущий налог на прибыль		(939)	(834)	(861)
Отложенный налог на прибыль		(68)	95	187
Итого расход по налогу на прибыль	14	(1 007)	(739)	(674)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике		3 569	1 843	2 109
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль		132	-	-
Чистая прибыль		3 701	1 843	2 109
Объявленные дивиденды по привилегированным акциям		-	-	(157)
Чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям		3 701	1 843	1 952
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)				
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике				
Базовая прибыль	16	4,36	2,26	2,68
Разводненная прибыль	16	4,30	2,26	2,66
Чистая прибыль				
Базовая прибыль	16	4,52	2,26	2,68
Разводненная прибыль	16	4,45	2,26	2,66

ОАО «ЛУКОЙЛ»**Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2003, 2002 и 2001 гг.***(в миллионах долларов США, если не указано иное)*

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

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2003, 2002 и 2001 гг.

(в миллионах долларов США)

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

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

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

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

Использование оценок

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

Выручка

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

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

Пересчет иностранной валюты

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

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

В отношении хозяйственных операций в Российской Федерации, в странах, подверженных гиперинфляции, а также в отношении операций, для которых доллар США является функциональной валютой, денежные активы и обязательства были пересчитаны в доллары США по курсу на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства были пересчитаны по историческому курсу. Данные о доходах, расходах и движении денежных средств пересчитывались по курсам, приближенным к фактическим курсам, действовавшим

на дату совершения конкретных операций. Прибыли и убытки по курсовым разницам, возникшие в результате пересчета статей отчетности в доллары США, включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках.

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

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

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

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Денежные средства, ограниченные в использовании

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

Дебиторская задолженность и векселя к получению

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

Запасы

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

Финансовые вложения

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

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

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

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

Основные средства

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

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

Производственные и накладные расходы относятся на затраты по мере возникновения.

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

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

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

Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

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

Снижение стоимости долгосрочных активов

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

Отложенный налог на прибыль

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов, связанных с временными 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, и балансовая стоимость заемных средств корректируется на сумму накопленной амортизации.

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

Пенсионное обеспечение сотрудников

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

Собственные акции, выкупленные у акционеров

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

Прибыль на акцию

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

Условные события и обязательства

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

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

Расходы на природоохранные мероприятия

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

Использование производных финансовых инструментов

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

Накопленный эффект от изменения в учетной политике

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

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

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

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

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

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

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

Новые стандарты учета

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

Для всех прочих предприятий с переменной долей участия внедрение было необходимо провести до 31 марта 2004 г.

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

Сравнительные данные

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

Примечание 3. Денежные средства и их эквиваленты

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

Примечание 4. Неденежные операции

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

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

В приведенной ниже таблице отражены неденежные операции в инвестиционной деятельности.

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

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

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению

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

Примечание 6. Запасы

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

Примечание 7. Финансовые вложения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В случае если Комитет окончательно решит, что в соответствии с требованиями Положений №№ 141 и 142 нефтегазовые компании должны классифицировать стоимость прав на геологоразведку и добычу полезных ископаемых как нематериальные активы, суммы, которые должны быть переклассифицированы в балансе из состава основных средств нефтедобычи, не должны превысить 226 млн долл. США и 158 млн долл. США, по остаточной

стоимости, по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг. соответственно. Руководство Группы считает, что эта переклассификация не будет иметь эффекта на активы, капитал и потоки денежных средств Группы.

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

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

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

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

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

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

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

Примечание 10. Активы для продажи

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

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

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

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

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

Примечание 12. Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков

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

Примечание 13. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

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

Долгосрочные займы и кредиты

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

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

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

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

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

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

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

Конвертируемые облигации в долларах США

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

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

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

29 ноября 2002 г. одна из компаний Группы выпустила 350 000 3,5% конвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 долл. США каждая, обмениваемых на ГДР из расчета 11,948 ГДР за облигацию, со

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

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

Рублевые облигации

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

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

Период погашения долгосрочных кредитов

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

Примечание 14. Налоги

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

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

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

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

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

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

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

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

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

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

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

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

В состав прочих налогов входят:

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

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

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

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

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

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

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

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

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

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

Примечание 15. Пенсионное обеспечение

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

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

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

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

	2003	2002
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	228	367
Изменения валютного курса	15	(17)
Стоимость вклада текущего года службы	5	10
Процентные расходы	34	52
Изменения пенсионного плана	(6)	(41)
Актuarная прибыль	(7)	(136)
Выплаченные пенсии	(10)	(7)
Прибыль от секвестра	(103)	-
Пенсионные обязательства на 31 декабря	156	228
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	41	33
Изменения валютного курса	4	(2)
Фактическая рентабельность активов пенсионного плана	7	7
Взносы компаний Группы	13	10
Выплаченные пенсии	(10)	(7)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	55	41
Статус фондирования	(101)	(187)
Непризнанная стоимость вклада предыдущей службы	52	121
Неотраженная актуарная прибыль	(78)	(71)
Начисленные пенсионные обязательства	(127)	(137)
	По состоянию на 31 декабря	
	2003	2002
Суммы пенсионных отчислений, отраженные в консолидированных балансах, включают		
Начисленные пенсионные обязательства	(127)	(161)
Нематериальные активы	-	24
Чистые начисленные пенсионные обязательства	(127)	(137)
Допущения		
Ставка дисконтирования	9,2%	13,3%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	9,4%	17,2%
Ставка увеличения заработной платы	9,2%	15,0%

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

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

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

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

Инвестиционная стратегия НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» предусматривает достижение максимальной инвестиционной доходности, при условии гарантирования минимального уровня доходности 5% в год. Стратегия заключается в инвестировании на среднесрочную перспективу, при поддержании необходимого уровня ликвидности путем рационального размещения активов. Инвестиционная политика включает в себя правила и ограничения, позволяющие избежать концентрации инвестиций.

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

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

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

Расходы на пенсионное обеспечение представлены в приведенной ниже таблице.

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

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

Примечание 16. Акционерный капитал

Дивиденды и ограничение по дивидендам

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

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

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

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

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

Уставный капитал

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

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

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

Обыкновенные акции

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

Чистая прибыль на одну акцию

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

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

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

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено определенной деятельностью по торговле нефтепродуктами вне своей обычной деятельности, а также хеджированием ценовых рисков и включает в себя использование фьючерсных и своп контрактов вместе с контрактами купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа поддерживает систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. Группа не считает, что ее деятельность по использованию производных финансовых инструментов может иметь существенное значение или подвергать риску ее операции, фи-

нансовое положение или ликвидность. По данным операциям в течение 2003 и 2002 гг. Группа отразила чистый убыток в размере 37 млн долл. США и 5 млн долл. США соответственно. Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2003 и 2002 гг., составляла 1 млн долл. США и 6 млн долл. США соответственно.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

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

Примечание 18. Приобретение новых компаний

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

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

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

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

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

В июне 2003 г. Группа приобрела 39,4% акций ОАО «Тэбукнефть» и 55,4% акций ОАО «Ухтанефть», увеличив, таким образом, свою долю в этих компаниях до 85% и 85,5% соответственно. Группа также приобрела 77,4% акций ЗАО «РКМ-Ойл». Общая стоимость приобретенных акций этих компаний составила 134 млн долл. США. До момента приобретения ОАО «Тэбукнефть» и ОАО «Ухтанефть» были учтены в отчетности как зависимые компании

по методу долевого участия. Во второй половине 2003 г. путем нескольких операций Группа дополнительно приобрела 8,9% акций ОАО «Тэбукнефть», 12,2% акций ОАО «Ухтанефть» и оставшиеся 22,6% акций ЗАО «РКМ-Ойл», увеличив таким образом свою долю в этих компаниях до 93,9%, 97,7% и 100% соответственно. Общая стоимость дополнительно приобретенных акций этих компаний составила 29 млн долл. США. ОАО «Тэбукнефть», ОАО «Ухтанефть» и ЗАО «РКМ-Ойл» являются нефтегазовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации.

В апреле 2003 г. Группа приобрела 80,8% акций ОАО «Ярегская Нефте-Титановая Компания» (ЯНТК) за 240 млн долл. США, увеличив долю владения в этой компании до 98,8%. ЯНТК является компанией, владеющей существенными нефтяными и титановыми запасами и осуществляющей свою деятельность в Республике Коми Российской Федерации. В ноябре 2002 г. Группа приобрела 100% акций компании «ЛУКОЙЛ-Балтия» за 27 млн долл. США у связанной стороны, которая контролируется членом Совета директоров Группы, который не является исполнительным лицом Группы. Компания «ЛУКОЙЛ-Балтия» является торговой компанией, осуществляющей свою деятельность в Балтийском регионе.

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

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

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

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

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

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

Примечание 19. Гарантии и поручительства

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

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

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

Гарантии по кредитам

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

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

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

Примечание 20. Условные события и обязательства

Капитальные затраты, геологоразведочные и инвестиционные программы

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

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

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

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

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

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

Обязательства по операционной аренде

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

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

Страхование

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

ствующее страховое покрытие, существует риск того, что повреждение или утрата активов могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение.

Обязательства по природоохранной деятельности

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

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

Активы социального назначения

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

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в других странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

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

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

Группа осуществляла налоговое планирование и принятие управленческих решений на основании законодательства, существовавшего на момент осуществления планирования. Налоговые органы регулярно проводят налоговые проверки предприятий Группы, что является нормальным в российских экономических условиях. Периодически налоговые органы пытаются производить начисление существенных дополнительных налоговых обязательств в отношении предприятий Группы. Руководство, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, считает, что обязательства по налогам отражены в полном объеме. Тем не менее соответствующие регулирующие органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными.

Судебные разбирательства

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

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

Прочие события

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

Примечание 21. Операции со связанными сторонами

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и других компаний-посредников. Вышее руководство Компании считает, что в сложившихся условиях у Группы существуют соответствующие процедуры определения и надлежащего раскрытия информации об операциях со связанными сторонами,

и она раскрыла всю выявленную информацию об отношениях со связанными сторонами, которая представляется значительной. Операции со связанными сторонами по реализации и приобретению нефти и нефтепродуктов, а также по оказанию строительных услуг, осуществлялись в основном с аффилированными компаниями.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Примечание 22. Программа вознаграждения

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

Примечание 23. Сегментная информация

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

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

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

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

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

Сегменты основной деятельности

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

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	602	219	2	1	-	824
Расходы по процентам	157	153	2	42	(132)	222
Налог на прибыль	256	465	4	14	-	739
Чистая прибыль	220	1 700	20	53	(150)	1 843
Итого активы	13 005	11 969	162	1 256	(4 391)	22 001
Капитальные затраты	1 411	706	12	75	-	2 204

2001	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 225	11 691	497	13	-	13 426
Межсегментная деятельность	4 153	300	13	66	(4 532)	-
Итого выручка от реализации	5 378	11 991	510	79	(4 532)	13 426
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	606	278	2	-	-	886
Расходы по процентам	74	189	1	27	(34)	257
Налог на прибыль	52	598	8	16	-	674
Чистая прибыль	911	1 169	(9)	11	27	2 109
Итого активы	12 024	10 046	79	777	(2 984)	19 942
Капитальные затраты	1 789	809	4	15	-	2 617

Географические сегменты

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

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

Примечание 24. События после отчетной даты

Приобретение компаний

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

Капитальные затраты

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

Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа (аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

- I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности.
- II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку.
- III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа.
- IV. Информация об объемах запасов.
- V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков.
- VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых денежных потоков.

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

I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности

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

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

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

II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку

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

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

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

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

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

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

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

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

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

IV. Информация об объемах запасов

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

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

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

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

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы за 2003, 2002 и 2001 гг., а также их изменения представлены в таблицах на стр. 163 и 164.

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

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

группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

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

Млрд куб. футов

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

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

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

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых денежных потоков

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

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

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

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

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
31 декабря 2002 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	5 975	205 622	211 597	7 571	219 168
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(2 117)	(123 967)	(126 084)	(3 686)	(129 770)
Налог на прибыль будущих периодов	(796)	(18 857)	(19 653)	(855)	(20 508)
Чистые денежные потоки будущих периодов	3 062	62 798	65 860	3 030	68 890
Ежегодный 10%-ый дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 674)	(42 104)	(43 778)	(1 665)	(45 443)
Стандартизированная оценка движения дисконтированных будущих чистых денежных средств	1 388	20 694	22 082	1 365	23 447
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих потоках чистых денежных средств	-	1 842	1 842	-	1 842

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Итого зависимые компании	Всего
31 декабря 2001 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	5 410	163 720	169 130	5 816	174 946
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(2 180)	(97 755)	(99 935)	(2 766)	(102 701)
Налог на прибыль будущих периодов	(766)	(14 909)	(15 675)	(652)	(16 327)
Чистые денежные потоки будущих периодов	2 464	51 056	53 520	2 398	55 918
Ежегодный 10%-ый дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(1 743)	(34 337)	(36 080)	(1 353)	(37 433)
Стандартизированная оценка движения дисконтированных будущих чистых денежных средств	721	16 719	17 440	1 045	18 485
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих потоках чистых денежных средств	-	1 362	1 362	-	1 362

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

Дочерние компании	2003	2002	2001
Дисконтированная стоимость на 1 января	22 082	17 440	20 235
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	16	448	4 169
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(3 525)	(4 414)	(4 608)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	8 978	4 687	(12 686)
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	1 049	521	1 045
Затраты на разработку за период	1 528	1 680	1 011
Пересмотр предыдущих данных о запасах	1 163	1 781	(295)
Чистое изменение налога на прибыль	(2 867)	(2 052)	5 334
Прочие затраты	(115)	(334)	160
Эффект дисконтирования	2 949	2 325	3 075
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	31 258	22 082	17 440

Доля Группы в зависимых компаниях	2003	2002	2001
Дисконтированная стоимость на 1 января	1 365	1 045	1 235
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(457)	(2)	194
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(225)	(218)	(135)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	158	290	(518)
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	-	-	101
Затраты на разработку за период	127	69	44
Пересмотр предыдущих данных о запасах	218	162	54
Чистое изменение налога на прибыль	(121)	(121)	203
Прочие затраты	(67)	15	(153)
Эффект дисконтирования	117	125	20
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	1 115	1 365	1 045

Всего	2003	2002	2001
Дисконтированная стоимость на 1 января	23 447	18 485	21 470
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(441)	446	4 363
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(3 750)	(4 632)	(4 743)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	9 136	4 977	(13 204)
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	1 049	521	1 146
Затраты на разработку за период	1 655	1 749	1 055
Пересмотр предыдущих данных о запасах	1 381	1 943	(241)
Чистое изменение налога на прибыль	(2 988)	(2 173)	5 537
Прочие затраты	(182)	(319)	7
Эффект дисконтирования	3 066	2 450	3 095
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	32 373	23 447	18 485

Справочная информация

Наиболее полную и оперативную информацию о Компании вы всегда можете найти на веб-сайте Компании 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
Телекс: 612 553 LUK SU

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 127 051, Москва, ул. Петровка, дом 24
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 2003 год:

1. Отчет о деятельности Компании.
2. Консолидированная финансовая отчетность.
3. Ежеквартальная консолидированная финансовая отчетность.
4. Анализ деятельности Компании руководством.

Годовое собрание акционеров

Годовое собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» состоится 24 июня 2004 года в 11 часов утра по адресу: Россия, Москва, Сретенский бульвар, дом 11, конференц-зал, корпус «Вега» (вход с Костянского пер.). Начало регистрации в 9:30.

Понятия и определения, используемые в документе

Названия и слова ОАО «ЛУКОЙЛ», группа «ЛУКОЙЛ», «Группа», «ЛУКОЙЛ», «Компания», «мы» и «наш», используемые в тексте данного годового 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 2003 год (30,69 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)

Справочная информация

Наиболее полную и оперативную информацию о Компании вы всегда можете найти на веб-сайте Компании 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
Телекс: 612 553 LUK SU

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 127 051, Москва, ул. Петровка, дом 24
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 2003 год:

1. Отчет о деятельности Компании.
2. Консолидированная финансовая отчетность.
3. Ежеквартальная консолидированная финансовая отчетность.
4. Анализ деятельности Компании руководством.

Годовое собрание акционеров

Годовое собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» состоится 24 июня 2004 года в 11 часов утра по адресу: Россия, Москва, Сретенский бульвар, дом 11, конференц-зал, корпус «Вега» (вход с Костянского пер.). Начало регистрации в 9:30.

Понятия и определения, используемые в документе

Названия и слова ОАО «ЛУКОЙЛ», группа «ЛУКОЙЛ», «Группа», «ЛУКОЙЛ», «Компания», «мы» и «наш», используемые в тексте данного годового 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 2003 год (30,69 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)