

ЛУКОЙЛ

ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 2005



СОДЕРЖАНИЕ

ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ	2
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	5
СОБЫТИЯ 2005 ГОДА	8
ПРИБОРЕТЕНИЯ И ОТКРЫТИЯ 2005 ГОДА	14
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА	16
Геолого-разведочные работы, запасы нефти и газа	20
Лицензирование	29
Разработка месторождений и добыча нефти	30
Разработка месторождений и добыча газа	35
ПОСТАВКИ НЕФТИ	40
ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ И СБЫТ	44
Нефтепереработка	44
Газопереработка	51
Нефтехимия	51
Сбыт нефтепродуктов	53
Международная торговля	56
ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ	58
Интенсификация добычи нефти и газа	58
Энергосберегающие технологии	61
Информационные технологии	61
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
Охрана окружающей среды	64
Промышленная безопасность и охрана труда	68
Персонал и социальные программы	69
Социальная политика и благотворительная деятельность	72
КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ	76
Дивиденды	78
Рынок ценных бумаг Компании	79
Совет директоров и Правление Компании	81
Корпоративное управление и информационная открытость	87
ЛУКОЙЛ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ	90
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ КОМПАНИИ	100
СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	186

ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ



*Председатель Совета директоров
В.И. Грайфер*

Уважаемые акционеры!

Этот год является знаменательным для нас. В 2006 году ОАО «ЛУКОЙЛ» отмечает свое пятидесятилетие. Мы рады, что на протяжении всех лет своего существования Компания шла от успеха к успеху, занимая все новые высоты, планомерно повышая эффективность по всем направлениям своей деятельности, и, как результат, и доходы своих акционеров. ЛУКОЙЛ за последние годы стал безусловным лидером среди российских частных нефтегазовых компаний. И это произошло благодаря титаническим усилиям, предпринятым, с целью совершить количественный и качественный рывок в развитии. По сути, сегодня мы уверенно можем говорить о том, что за время своего развития группа «ЛУКОЙЛ» успешно проделала путь от локальной вертикально интегрированной нефтяной компании до транснациональной корпорации, успешно работающей на всех основных международных рынках углеводородов и находящейся по основным характеристикам своей деятельности в одном ряду с лидерами мирового рынка.

Мы с удовлетворением сообщаем, что 2005 год стал лучшим годом за всю историю ОАО «ЛУКОЙЛ». Прежде всего мы добились главной цели, стоящей перед нами, а именно значительного роста акционерной стоимости Компании. Нам приятно отметить, что в 2005 году акции ОАО «ЛУКОЙЛ» занимали лидирующие позиции на российском фондовом рынке, а их курс вырос на 95,7%.

Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» в отчетном году составила 6 443 млн долл., что на 51,7% превышает чистую прибыль за 2004 год. Доходность на вложенный капитал увеличилась с 19,3 до 23,3%.

Мы с радостью констатируем, что Компания планомерно повышает абсолютную величину дивидендов. Рекомендованные дивиденды по итогам 2005 года достигли 33 руб. (1,20 долл.) на акцию, что обеспечивает дивидендную доходность в 1,3% и составляет более 15% от чистой прибыли 2005 года. Общий доход акционеров в прошедшем году составил рекордные 99%.

Стоит отметить, что 2005 год прошел в условиях крайне благоприятной конъюнктуры на мировом рынке углеводородов. Но в соответствии с российским законодательством большая часть прироста экспортной выручки, полученного за счет цены на нефть, превышавшей 25 долл./барр., нивелировалась высокими экспортными пошлинами и налогом на добычу полезных ископаемых. Таким образом, столь существенный рост стоимости Компании и улучшение ее финансовых результатов были достигнуты главным образом благодаря повышению эффективности деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» по всем направлениям бизнеса.

В бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» наши усилия были направлены как на увеличение объемов добычи в отчетном году, так и на обеспечение стабильного долгосрочного темпа роста добычи за счет наращивания ресурсной базы.

В 2005 году добыча нефти составила 90,16 млн т, газа – 7,57 млрд м³. Среднесуточная добыча углеводородов составила 1,94 млн барр. н. э./сут, что на 5,4% больше, чем в 2004 году.

В отчетном году Компания успешно наращивала ресурсный потенциал как за счет геологоразведки, так и за счет приобретений. ОАО «ЛУКОЙЛ» открыло новое месторождение высококачественной нефти на Северном Каспии. Это месторождение является самым крупным нефтяным месторождением из открытых в России за последние 10 лет.

Активно развивая международный сектор бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча», группа «ЛУКОЙЛ» приобрела компанию Nelson Resources Limited, владеющую значительными запасами в Казахстане. После этого приобретения доля международных проектов в общей добыче углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» выросла с 5,2 до 6,8%, что полностью соответствует стратегии развития Компании. При этом ее конкурентные позиции в Казахстане существенно улучшились: если ранее она занимала здесь девятое место по объемам добычи углеводородов, то теперь переместилась на четвертое.



*Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов*

В 2005 году Компания продолжила консолидацию имеющихся активов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча». Так, была приобретена вторая половина участия в ЗАО «СеверТЭК», владеющем лицензиями на разработку месторождений в Ненецком автономном округе и Республике Коми. Также было консолидировано ЗАО «Турсунт». Кроме этого, Компания приобрела 66% участия в ООО «Геойлбент».

В 2005 году ЛУКОЙЛ продолжил реализацию стратегии по превращению из нефтяной компании в нефтегазовую. Совет директоров утвердил Долгосрочную программу развития газовой отрасли группы «ЛУКОЙЛ», которая предусматривает опережающие темпы роста добычи природного газа. При этом доля газа в общем объеме добычи углеводородов Компании увеличится до 33%. Основная цель Программы – повышение стоимости Компании за счет коммерциализации запасов газа.

В отчетном году Компания ввела в эксплуатацию крупное Находкинское газовое месторождение – одно из месторождений Большехетской впадины. Освоение месторождений этого региона является центральным элементом стратегии развития газового бизнеса ОАО «ЛУКОЙЛ». Мы рассматриваем развитие этого бизнеса как одну из основных предпосылок устойчивого развития Компании в долгосрочной перспективе.

В бизнес-сегменте «Переработка и сбыт» Компания уделяла первостепенное внимание повышению качества выпускаемой продукции, а также модернизации производства и развитию сбытовой сети. Программа модернизации НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» направлена на улучшение технико-экономических показателей предприятий, выпуск нефтепродуктов высокого качества, соответствующего стандартам Евро-3 и Евро-4, и снижение техногенной нагрузки на окружающую среду. Так, ЛУКОЙЛ первым из российских нефтяных компаний начал крупномасштабное производство дизельного топлива ЛУКОЙЛ Евро-4 с улучшенными экологическими характеристиками и выпустил его в широкую продажу. Согласно генеральной схеме развития российских НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» объем производства дизельного топлива, соответствующего стандарту Евро-4, к 2010 году составит более 10 млн т/год.

В 2005 году ЛУКОЙЛ значительно расширил свою сбытовую сеть, что позволяет доводить продукцию Компании до конечного потребителя по всему миру. ЛУКОЙЛ приобрел финские компании Oy Teboil Ab и Suomen Petrooli Oy, что позволило Группе выйти на рынок нефтепродуктов Финляндии. Компания предпринимала также шаги по увеличению своего присутствия на розничном рынке Восточной Европы, в частности Венгрии и Македонии.

В 2005 году продолжилось развитие сотрудничества группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips. В рамках стратегического партнерства было создано совместное предприятие ООО «Нарьян-марнефтегаз». Это предприятие занимается разработкой запасов углеводородов в перспективной Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на севере Европейской части России. Экономическая доля ConocoPhillips в совместном предприятии составляет 30%, а управление им осуществляется компаниями на паритетной основе. Кроме того, по итогам года ConocoPhillips увеличила свою долю в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» до 16,1%. По условиям Акционерного договора доля ConocoPhillips в капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» может быть увеличена до 20%.

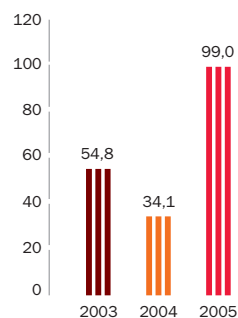
Во всех сферах своей деятельности мы уделяем особое внимание безопасности наших операций для человека и окружающей среды. На первое место мы ставим здоровье и жизнь наших работников и жителей регионов деятельности Компании. Усилия группы «ЛУКОЙЛ» в области экологии направлены на повышение качества продукции с помощью внедрения новейших технологий, а также на поддержание высоких требований к производствам в плане охраны окружающей среды. Наша цель – предотвращение негативного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов.

И, наконец, мы осознаем первостепенную важность и ценность наших работников, во многом благодаря которым стал возможен значительный рост эффективности деятельности Компании и, как следствие, рост ее акционерной стоимости. Поэтому ЛУКОЙЛ придает особое значение проводимой им социальной политике, повышению квалификации персонала и его мотивации.

Оглядываясь на пятнадцатилетнюю историю Компании, мы с удовлетворением констатируем, что нам удалось добиться значительных успехов как в области операционной деятельности, так и в области повышения акционерной стоимости. Все это привело к достижению высокого уровня доходов наших акционеров и инвесторов. Мы видим огромный потенциал развития группы «ЛУКОЙЛ» в будущем и осознаем, что у нас есть все возможности для реализации этого потенциала. Наши конкурентные преимущества – высококачественные активы и ресурсная база, высокие финансовые и операционные показатели, новейшие технологии и талантливые работники.

Мы верим, уважаемые акционеры, что с вашей поддержкой ЛУКОЙЛ способен добиться новых успехов в будущем.

Совокупный доход
акционера, %



Председатель
Совета директоров
В.И. Грайфер

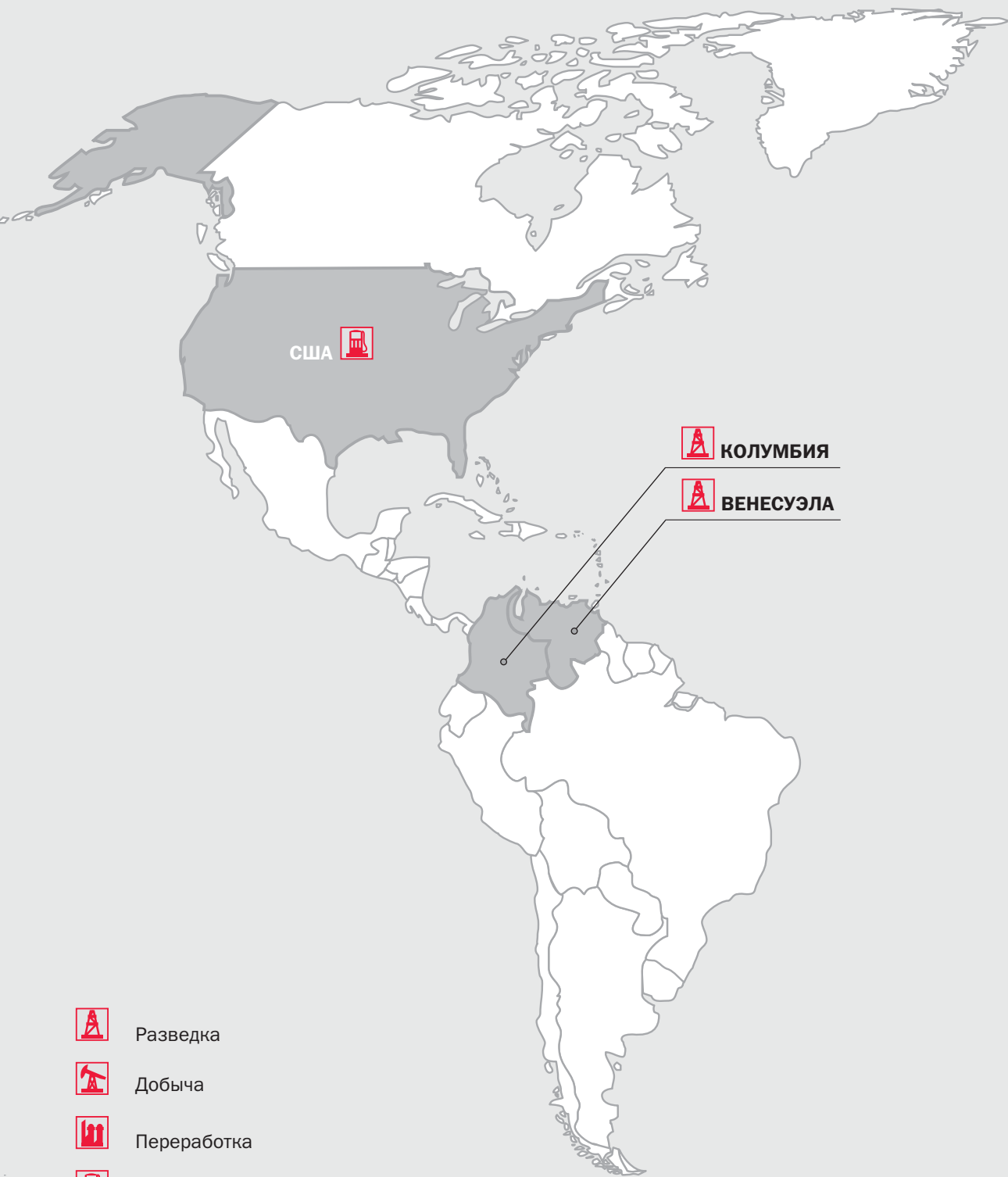
Президент
ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов

ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

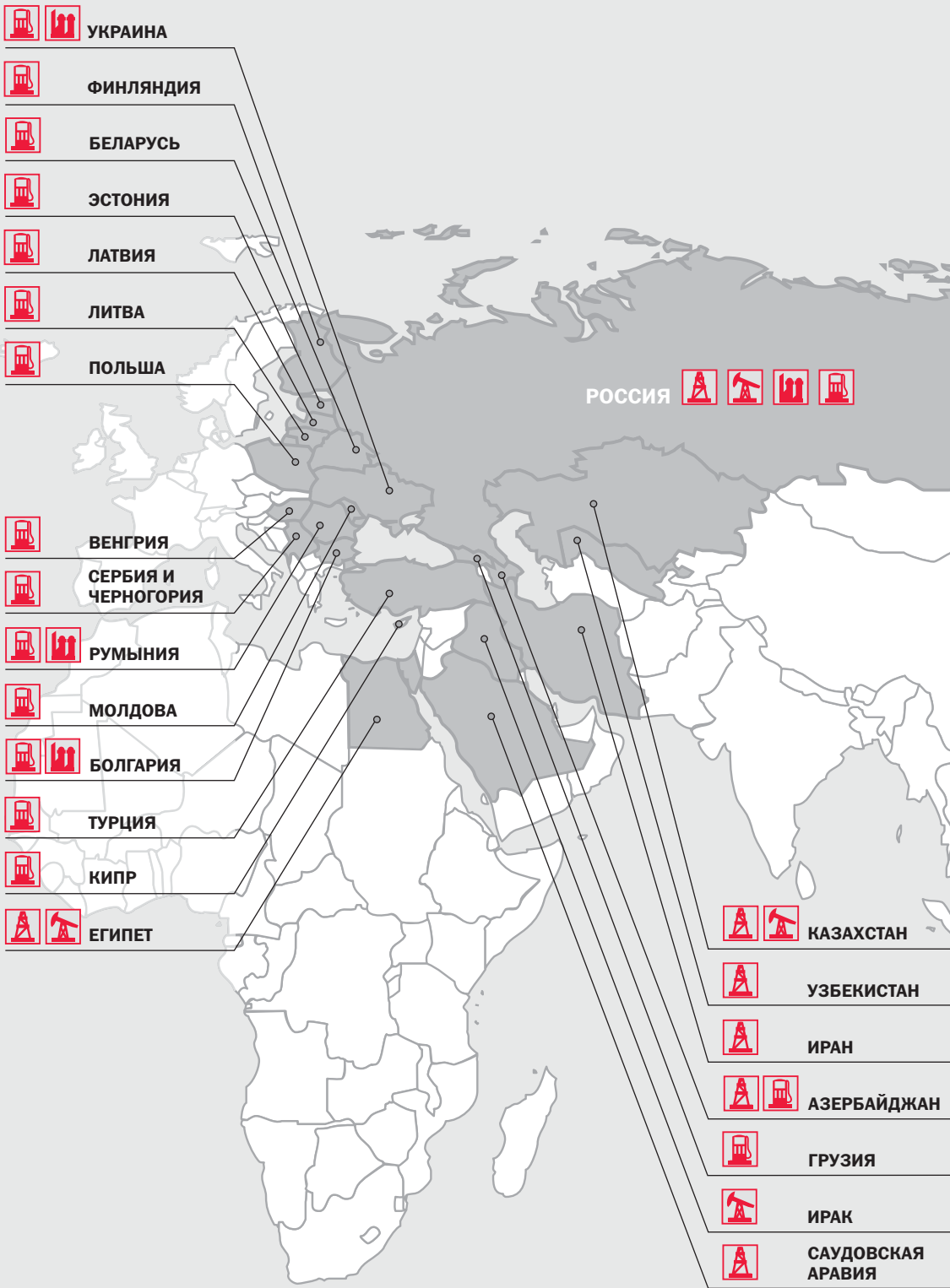
	2005	2004	Прирост, %
ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ			
Выручка от реализации, млн долл.	55 774	33 845	64,8
Прибыль от основной деятельности, млн долл.	9 388	6 034	55,6
EBITDA, млн долл.	10 404	7 203	44,4
Прибыль до налогов, млн долл.	8 910	6 008	48,3
Чистая прибыль, млн долл.	6 443	4 248	51,7
Базовая прибыль на акцию, долл.	7,91	5,20	52,1
ROACE, %	23,3	19,3	
Капитальные затраты, млн долл.	4 177	3 447	21,2
Цена акции на конец года, долл.	59,40	30,35	95,7
Дивиденд на акцию, руб.	33	28	17,9
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ			
Запасы нефти, млн барр.	16 114	15 972	0,9
Запасы газа, млрд фут ³	25 298	24 598	2,8
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	20 330	20 072	1,3
Добыча нефти, тыс. т	90 158	86 200	4,6
Добыча природного газа, млн м ³	2 628	1 828	43,8
Добыча нефтяного газа, млн м ³	4 941	4 645	6,4
Добыча углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	1 942	1 842	5,4
Переработка нефтяного сырья, млн т	47,55	44,03	8,0
Переработка газа, млн м ³	2 679	2 579	3,9
Выпуск нефтехимической продукции, млн т	2,18	2,24	-2,7
Экспорт нефти, млн т	45,82	46,30	-1,0
Экспорт нефтепродуктов, млн т	16,6	14,1	17,7
Реализация нефти, млн т	46,59	47,67	-2,3
Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т	65,97	52,93	24,6
Розничная реализация нефтепродуктов, млн т	10,67	8,22	29,7
Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинг), шт	5 830	5 405	7,9
Количество работников, тыс.	145,4	162,8	-10,7

ЛУКОЙЛ

ЛУКОЙЛ - ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ
ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ



-  Разведка
-  Добыча
-  Переработка
-  Сбыт



СОБЫТИЯ 2005 ГОДА

Январь

ЛУКОЙЛ увеличил долю участия в акционерном капитале НПЗ «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» (Болгария) до 93,2% путем выкупа 22% акций у миноритарных акционеров за 56 млн долл. В августе 2005 года за 10 млн долл. была приобретена дополнительная 4-процентная доля. В результате доля группы «ЛУКОЙЛ» в НПЗ увеличилась до 97,2%.

ЛУКОЙЛ возобновил строительство полипропиленового производства на нефтехимическом комплексе ООО «Ставролен» (Ставропольский край), прерванное в 1995 году в связи с прекращением государственного финансирования. Установка по производству полипропилена проектной мощностью 120 тыс. т/год должна быть введена в эксплуатацию в конце 2006 года. Эта установка является первым объектом такого рода в составе нефтехимического комплекса Компании.

Состоялось внеочередное собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ». Акционеры одобрили изменения и дополнения в Устав ОАО «ЛУКОЙЛ», которые повысили роль миноритарных акционеров в принятии решений о совершении крупных сделок с активами Компании. В состав Совета директоров был избран представитель ConocoPhillips Кевин Мейерс.

Февраль

ОАО «ЛУКОЙЛ» вышло из проекта Зых-Говсаны в Азербайджане. Главная причина такого решения – несоответствие экономических показателей принятым в Компании требованиям к рентабельности проектов из-за значительных затрат на экологическую реабилитацию территории контрактного участка и высокой степени выработанности запасов.

Март

ОАО «ЛУКОЙЛ» и АО «НК «КазМунайГаз» подписали учредительные документы совместного предприятия ООО «Каспийская нефтегазовая компания», создаваемого для освоения Хвалынского месторождения (Каспийское море), а также для транспортировки и сбыта углеводородного сырья и продуктов его переработки.



Компания приобрела 15 АЗС австрийской компании АВА в Венгрии. Таким образом, общее количество АЗС группы «ЛУКОЙЛ» в этой стране достигло 26 единиц, что составляет около 3% от розничного рынка Венгрии.

ЛУКОЙЛ приобрел финские компании Oy Teboil Ab и Suomen Petrooli Oy.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» подписали Генеральное соглашение о стратегическом партнерстве на 2005–2014 годы. Оно нацелено на совместную реализацию проектов, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, российского сектора Каспийского моря, Республики Узбекистан и других регионов.

Апрель

ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило подсчет и независимый аудит запасов нефти и газа по состоянию на 1 января 2005 года. Согласно данным, подтвержденным компанией Miller and Lents (США), доказанные запасы углеводородов Компании составили 20,07 млрд барр. н. э., в том числе 15,97 млрд барр. нефти и 24,60 трлн фут³ газа.

Компания ввела в эксплуатацию Находкинское газовое месторождение в Большехетской впадине (Ямало-Ненецкий автономный округ). К 2008 году месторождение должно выйти на проектную мощность с годовым объемом добычи 10 млрд м³ газа.

Международное рейтинговое агентство Moody's Investors Service повысило основной рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» с Ba2 до Ba1. Одновременно Moody's повысило рейтинг эмитента по необеспеченным заимствованиям ОАО «ЛУКОЙЛ» с Ba3 до Ba2.

Май

Для двух наиболее ликвидных программ депозитарных расписок ОАО «ЛУКОЙЛ» изменило существующее соотношение расписок и обыкновенных акций: с одной депозитарной расписки, представляющей четыре обыкновенные акции, на одну депозитарную расписку, представляющую одну обыкновенную акцию. Основной целью изменения соотношения является создание дополнительной ликвидности и увеличение привлекательности депозитарных расписок для всех категорий инвесторов.



ЛУКОЙЛ

На шельфовом участке Тюб-Караган (Казахстан) состоялось забуривание первой разведочной скважины проектной глубиной 2,5 тыс. м. Бурение организовано на основе технологии «нулевого сброса».

Июнь

ЛУКОЙЛ первым из российских нефтяных компаний начал крупномасштабное производство дизельного топлива ЛУКОЙЛ Евро-4 с улучшенными экологическими характеристиками и выпустил его в широкую продажу. Это топливо соответствует европейским экологическим требованиям для дизельного топлива EN-590:2004, действующим в странах Европейского Союза с 2005 года.

Состоялось общее годовое собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены Годовой отчет Компании за 2004 год и бухгалтерская отчетность по результатам финансового года. Акционеры также утвердили дивиденды по итогам работы Компании за 2004 год в размере 28 руб. на одну обыкновенную акцию.

ЛУКОЙЛ и ConocoPhillips создали совместное предприятие ООО «Нарьянмарнефтегаз» для разработки запасов углеводородов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Доля ConocoPhillips в совместном предприятии составляет 30%. Сумма сделки по приобретению указанной доли – 529 млн долл.

ЛУКОЙЛ продал свою 38-процентную долю в ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (ранее ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой») за 69 млн долл.

Июль

Приобретены 66% участия в ООО «Геойлбент».

ЛУКОЙЛ приступил к реконструкции и модернизации Нижегородского НПЗ, которые планируется завершить в 2009 году. Капитальные вложения оцениваются примерно в 600 млн долл. и будут в основном направлены на строительство установок каталитического крекинга, алкилирования и висбрекинга. В ходе реконструкции и модернизации предприятие не намерено снижать существующие объемы выпуска нефтепродуктов.

ЛУКОЙЛ завершил сделку по продаже 100% акций ЗАО «Арктикнефть». Покупателем выступила кипрская компания «Юралс Энерджи Холдингс Лимитед». Общая сумма сделки, составляющая около 40 млн долл., включает приблизительно 20 млн долл. за акции ЗАО «Арктикнефть», а также погашение его задолженности перед компаниями группы «ЛУКОЙЛ» в сумме около 20 млн долл.

ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о начале широкомасштабной реконструкции и модернизации Одесского НПЗ. Основу проекта составляет строительство комплекса каталитического крекинга и энергоблока. Общий объем инвестиций оценивается в 320 млн долл. Модернизацию предприятия планируется провести за 5 лет. В результате при сохранении мощности по переработке нефти на уровне 2,8 млн т/год снизится выход мазута и увеличится производство продуктов с высокой добавленной стоимостью.

Началось глубокое разведочное бурение по проекту Кондор (Колумбия), реализуемому ОАО «ЛУКОЙЛ» и Национальной нефтяной компанией Esorpetrol. Ранее на территории блока была осуществлена сейсморазведка 3D. Проектная глубина вертикальной скважины составляет 5 тыс. м, точка заложения скважины находится на высоте 1,1 тыс. м над уровнем моря.

В рейтинге Fortune Global-500 ЛУКОЙЛ заслуженно поднялся на 9-е место среди частных вертикально интегрированных нефтяных компаний и занял 178-е место среди крупнейших компаний мира.

Август

На Волгоградском НПЗ введена в строй первая очередь установки прокалки кокса. Ее годовая мощность в 100 тыс. т сырого кокса позволяет получать товарный продукт, непосредственно используемый в алюминиевой промышленности. В 2009 году планируется ввод второй очереди

установки, в результате чего ее мощность достигнет 280 тыс. т/год и обеспечит прокалку всего объема вырабатываемого кокса.

Сентябрь

ЛУКОЙЛ с 19 сентября до конца 2005 года зафиксировал розничные цены на бензин и дизельное топливо на собственных АЗС во всех регионах России. Эта мера была нацелена на то, чтобы в краткосрочном периоде сдержать рост цен на топливо, а также продолжить начатый конструктивный диалог между Правительством Российской Федерации и нефтяными компаниями по вопросам стабилизации внутренних цен на нефтепродукты и дальнейшего совершенствования налогового регулирования в нефтегазовой промышленности.

В Ташкенте было подписано Соглашение о создании консорциума инвесторов в составе Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз», ЛУКОЙЛ Оверсиз, Petronas Carigali Overseas (Малайзия), Korea National Oil Corporation (Республика Корея) и CNPC International (Китай). Консорциум проведет переговоры с Правительством Республики Узбекистан о подготовке соглашения о разделе продукции на геологоразведку и разработку нефтегазовых месторождений в узбекской части Аральского моря.

Октябрь

ЛУКОЙЛ приобрел контрольный пакет акций компании Nelson Resources Limited.

ЛУКОЙЛ и CVP (подразделение Национальной нефтегазовой компании Венесуэлы PDVSA) подписали соглашение об исследовательской работе на перспективном блоке Junin-3. ЛУКОЙЛ проведет работы по количественной оценке и сертификации запасов месторождений тяжелой нефти, находящихся в пределах блока. Площадь блока составляет 640 км². Срок действия соглашения – 3 года. По окончании исследовательских работ начнутся переговоры между ОАО «ЛУКОЙЛ» и CVP по освоению блока Junin-3.

Согласно данным справочника «Социально-экологическая ответственность и рейтинги российского бизнеса», подготовленного Международным социально-экологическим союзом и независимым экологическим рейтинговым агентством «Нэра» при поддержке Всемирного банка, ЛУКОЙЛ вошел в тройку лидеров среди 75 крупнейших российских компаний по темпам снижения экологических издержек производства (воздействия на окружающую среду) в 2000–2003 годах. По итогам природоохранной деятельности группы «ЛУКОЙЛ» в 2000–2003 годах удельные



ЛУКОЙЛ

показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, водопотребления и сбросов загрязненных сточных вод были значительно меньше (в 1,5–2 раза) среднеотраслевых.

ЛУКОЙЛ внедрил корпоративную систему веттинг-контроля за техническим состоянием танкеров, фрахтуемых для перевозок нефтегрузов Компании. Система веттинг-контроля разработана Международным морским форумом нефтяных компаний (OCIMF) и позволяет производить тщательную инспекцию судна с целью определения его соответствия требованиям безопасности и оценки риска его использования при перевозках нефти и нефтепродуктов морем, а также при производстве грузовых операций на нефтетерминалах. ЛУКОЙЛ является единственной российской нефтяной компанией, состоящей в OCIMF, участвующей в работе его исполнительного комитета и направляющей в базу данных этой международной организации отчеты о веттинг-инспекциях танкеров, выполненных от имени Компании.

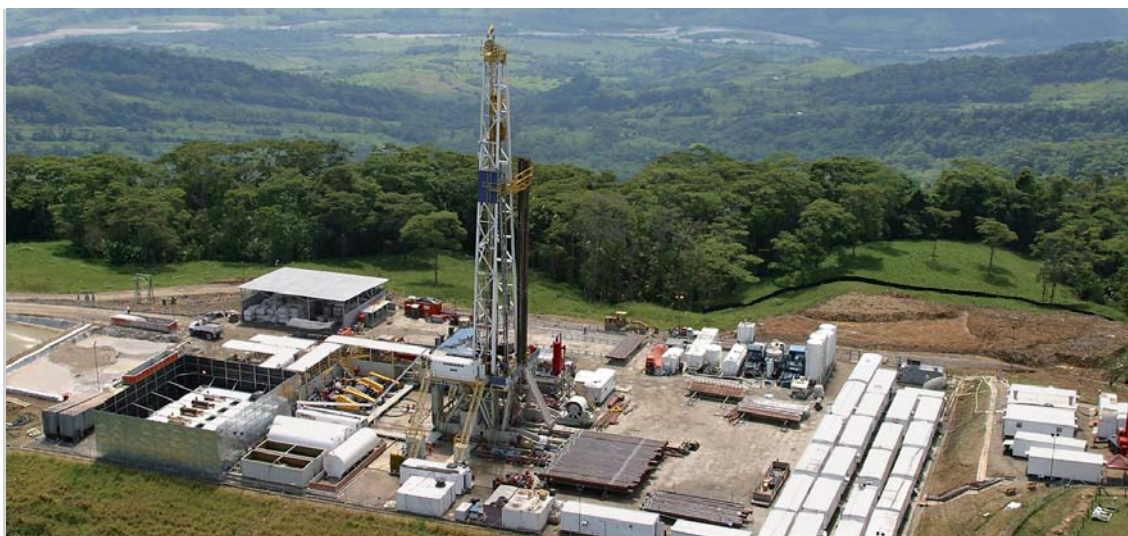
Проект Компании «Организация эффективной страховой защиты как элемент управления промышленными рисками: практический опыт ОАО «ЛУКОЙЛ» признан победителем конкурса «Лучший проект управления рисками на предприятиях и в финансовых учреждениях» в номинации «Лучший проект в области разработки страховой защиты». Конкурс проводился рейтинговым агентством «Эксперт РА».

Ноябрь

Бренд «ЛУКОЙЛ» занял пятое место в рейтинге сорока наиболее ценных брендов России, составленном компанией Interbrand Zintzmeyer & Lux AG (Interbrand Group). ЛУКОЙЛ является единственной нефтегазовой компанией, включенной в рейтинг российских брендов. Бренд Компании оценен в 688 млн долл.

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов занял первое место в рейтинге руководителей нефтегазового бизнеса России, составленном международным журналом Institutional Investor. Опрос проводился среди аналитиков и экспертов крупнейших инвестиционных компаний мира.

ОАО «ЛУКОЙЛ» полностью ликвидировало последствия экологической катастрофы в Республике Коми, явившейся следствием аварийных разливов нефти на нефтепроводе «Возей – Головные сооружения» в 1994 году. (ЛУКОЙЛ приобрел компанию КомиТЭК, которой принадлежал трубопровод, в 1999 году.) Таким образом, Компания полностью выполнила Корпоративную программу работ по экологической реабилитации загрязненных территорий и предотвращению аварийных разливов нефти в Республике Коми на 2000–2005 годы.



ЛУКОЙЛ занял второе место в рейтинге двадцати крупнейших компаний России 2005 года. Рейтинг составлен ведущим российским рейтинговым агентством «Эксперт РА».

ЛУКОЙЛ подписал договор с финской компанией Neste Oil о приобретении 50% акций ЗАО «СеверТЭК».

Компанией «ЛУКОЙЛ» было открыто крупное месторождение им. В. Филановского на шельфе Каспийского моря.

Декабрь

ЛУКОЙЛ занял 9-е место среди европейских и 16-е среди мировых компаний в рейтинге американского энергетического агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира 2005 года». Компании оценивались по четырем основным показателям: величине активов, уровню доходов, прибыли и возврату на вложенный капитал.

ЛУКОЙЛ завершил приобретение компании Nelson Resources Limited.

ЛУКОЙЛ приобрел 51% минус 1 акция ОАО «Приморьнефтегаз».

ЛУКОЙЛ совместно с Norsk Hydro открыл крупное нефтяное месторождение на геолого-разведочном блоке Анаран на западе Ирана.



ПРИБРЕТЕНИЯ И ОТКРЫТИЯ 2005 ГОДА

В 2005 году ЛУКОЙЛ совершил следующие крупные приобретения.

Приобретена вторая половина участия в ЗАО «СеверТЭК» у финской компании Neste Oil за 318 млн долл. (включая выплату долга ЗАО «СеверТЭК» в размере 98 млн долл.). Сделка закрыта в ноябре 2005 года. ЗАО «СеверТЭК» разрабатывает Южно-Шапкинское месторождение в Ненецком автономном округе, а также месторождения Пашшорское, Верхне-Грубешорское и Южно-Юрьянское в Республике Коми. Доказанные запасы ЗАО «СеверТЭК» по состоянию на конец 2005 года составили 216 млн барр. нефти, стоимость приобретения доказанных запасов – 2,9 долл./барр. Добыча в 2005 году достигла 1 508 тыс. т нефти, в том числе доля группы «ЛУКОЙЛ» составила 816 тыс. т.

Приобретены 66% участия в ООО «Геойлбент» у ОАО «НОВАТЭК» за 180 млн долл. Сделка закрыта в июле 2005 года. Компания разрабатывает месторождения Присклоновое, Северо-Губкинское и Южно-Тарасовское в Западной Сибири. Доказанные запасы компании по состоянию на конец 2005 года – 83 млн барр. нефти. Стоимость приобретения доказанных запасов – 3,3 долл./барр. Добыча в 2005 году – 1 064 тыс. т нефти, доля группы «ЛУКОЙЛ» – 353 тыс. т.

В конце декабря 2005 года было консолидировано ЗАО «Турсунт». Компания разрабатывает месторождения Хултурское, Славинское и Западно-Славинское в Западной Сибири. Доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» в результате консолидации ЗАО «Турсунт» выросли на 3 млн барр. Добыча ЗАО «Турсунт» (с учетом 100% совместной деятельности с ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») в 2005 году составила 385 тыс. т нефти, доля группы «ЛУКОЙЛ» – 280 тыс. т.

С 14 октября по 5 декабря 2005 года была приобретена 100-процентная доля в акционерном капитале компании Nelson Resources Limited за 1 951 млн долл. (кроме этого, чистый долг компании на момент приобретения составлял 60 млн долл.). Это стало крупнейшей сделкой за всю историю группы «ЛУКОЙЛ». Nelson Resources Limited владеет 50-процентными долями в трех СРП на территории Казахстана: Казахойл-Актобе (месторождения Алибекмола и Кожасай), Бузачи Оперейтинг (месторождение Северные Бузачи), Арман (месторождение Арман), а также 76-процентной долей в СП КаракудукМунай (месторождение Каракудук). Кроме того, Nelson Resources Limited имеет опцион на приобретение у АО «НК «КазМунайГаз» 25-процентных долей в двух геолого-разведочных блоках в казахстанском секторе Каспийского моря: Южный Жамбай и Южное Забурунье. Доказанные запасы компании по состоянию на конец 2005 года – 172 млн барр. Таким образом, цена приобретения доказанных запасов составила 11,7 долл./барр. Добыча компании в 2005 году составила 1 608 тыс. т нефти, доля группы «ЛУКОЙЛ» – 361 тыс. т.

В декабре 2005 года приобретены 51% минус 1 акция ОАО «Приморьнефтегаз» за 261 млн долл. Компания владеет лицензией на геологическое изучение Пойменного участка, расположенного в междуречье Волги и Ахтубы. В 2004 году на этом участке было открыто Центрально-Астраханское месторождение: на глубине 4 188 м был получен промышленный фонтан газа дебитом 9,2 млн фут³/сут и конденсата дебитом 700 барр./сут. Запасы конденсата по категориям «вероятные» и «возможные» оцениваются в 1,2 млрд барр., газа – 9,8 трлн фут³.

В марте 2005 года были приобретены финские компании Oy Teboil Ab и Suomen Petrooli Oy. Сумма сделки составила 160 млн долл. Основными видами деятельности Oy Teboil Ab и Suomen Petrooli Oy являются управление сетью из 289 АЗС и 132 дизельных точек (отдельно стоящие наземные емкости и колонки по продаже дизельного топлива), оптовая продажа нефтепродуктов, а также производство и продажа масел.

В 2005 году ЛУКОЙЛ совершил следующие крупные открытия.

Открыто новое, шестое по счету, месторождение на Северном Каспии. Оно названо именем выдающегося российского нефтяника В.Ю. Филановского. Запасы месторождения по категориям «вероятные» и «возможные» по состоянию на конец 2005 года оцениваются в 600 млн барр. нефти и 985 млрд фут³ газа. Это открытие является самым значительным в России за последние 10 лет, оно окажет влияние на стратегию освоения месторождений Северного Каспия в целом. Разработка месторождения позволит кардинально повысить рентабельность дорогостоящих работ на Каспийском море.

ЛУКОЙЛ совместно с Norsk Hydro открыл крупное нефтяное месторождение на геолого-разведочном блоке Анаран на западе Ирана. Это месторождение является одним из самых значительных открытий за последние годы в мировой нефтяной промышленности. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 25%, Norsk Hydro – 75%. Запасы данного месторождения не учитываются в аудите запасов Компании, так как деятельность в Иране ведется на основе сервисного соглашения.

В результате приобретений и открытий 2005 года ресурсный потенциал группы «ЛУКОЙЛ» вырос на 5,18 млрд барр. н. э. (по запасам категорий «доказанные», «вероятные» и «возможные» с учетом добычи). При этом доля нефти и газового конденсата в приросте ресурсного потенциала составила 64%. Новые приобретения увеличивают добычу группы «ЛУКОЙЛ» на 73 тыс. барр. н. э./сут (по данным за декабрь 2005 года без учета дальнейшего роста добычи по приобретенным проектам).



РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Стратегия

- ▼ Создание потенциала для долгосрочного роста Компании путем воспроизводства минерально-сырьевой базы в традиционных регионах деятельности и ускоренного развития новых регионов добычи, в том числе и за пределами России.
- ▼ Повышение эффективности геолого-разведочных работ за счет тщательного отбора проектов и применения современных технологий.
- ▼ Обеспечение в среднесрочной перспективе среднегодового прироста добычи углеводородов не менее чем на 7% за счет ежегодного прироста добычи нефти не менее чем на 5% и ускоренного роста добычи газа (ввод в эксплуатацию новых месторождений, повышение нефтеотдачи пластов, оптимизация использования фонда скважин).
- ▼ Улучшение производственных показателей и снижение расходов на добычу за счет применения современных технологий, оптимизации скважинного парка и систем разработки месторождений.
- ▼ Применение финансовых критериев для оценки проектов и результатов деятельности, оптимизация портфеля активов в соответствии с финансовыми критериями.



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

В 2005 году в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» Компании были достигнуты выдающиеся результаты, что связано с благоприятной ценовой конъюнктурой, и с продолжающимся процессом реструктуризации, направленным на повышение эффективности производственной деятельности. Средняя цена нефти сорта Юралс в 2005 году на 46,9% превысила уровень 2004 года. Среднесуточная добыча углеводородов выросла на 5,4%, до 1,94 млн барр. н. э./сут (нефти – на 4,7%, до 1 820 тыс. барр./сут, газа – на 17,3%, до 122 тыс. барр. н. э./сут). Несмотря на реальное укрепление рубля (с учетом сравнительно высокого уровня инфляции в российской экономике), Компании удалось сдержать рост затрат на добычу нефти, которые лишь на 6,6% превысили уровень 2004 года и составили 2,75 долл. на баррель добытой нефти. В результате чистая прибыль в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составила 3 362 млн долл. Достигнутые результаты свидетельствуют о том, что Компания продолжает успешно развиваться в соответствии с поставленными стратегическими и тактическими задачами.

Главным достижением 2005 года стало существенное расширение ресурсной базы группы «ЛУКОЙЛ» как в результате успешных геолого-разведочных работ, так и в результате приобретения и консолидации компаний. Существенный рост ресурсного потенциала позволил Компании увеличить прогнозные темпы роста добычи. В 2005 году ЛУКОЙЛ совершил крупнейшее за последние 10 лет открытие на Северном Каспии, что существенно изменило экономику разработки ресурсной базы региона. При участии Компании было открыто и крупное месторождение нефти в Иране (проект Анаран). ЛУКОЙЛ приобрел 66% участия в ООО «Геойлбент», разрабатывающем месторождения в Западной Сибири. Он приобрел также у Neste Oil вторую половину участия в ЗАО «СеверТЭК», ведущем разработку четырех месторождений в Тимано-Печоре. ЛУКОЙЛ консолидировал ЗАО «Турсунт», разрабатывающее три месторождения в Западной Сибири, а также приобрел ОАО «Приморьнефтегаз», владеющее лицензией на геологическое изучение Пойменного лицензионного участка, где в 2004 году было открыто крупное Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение.



Вторым по величине достижением Компании стал ввод в эксплуатацию в апреле 2005 года Находкинского газового месторождения. Это событие ознаменовало собой вступление газовой программы группы «ЛУКОЙЛ» в активную фазу и начало трансформации Компании из нефтяной в нефтегазовую.

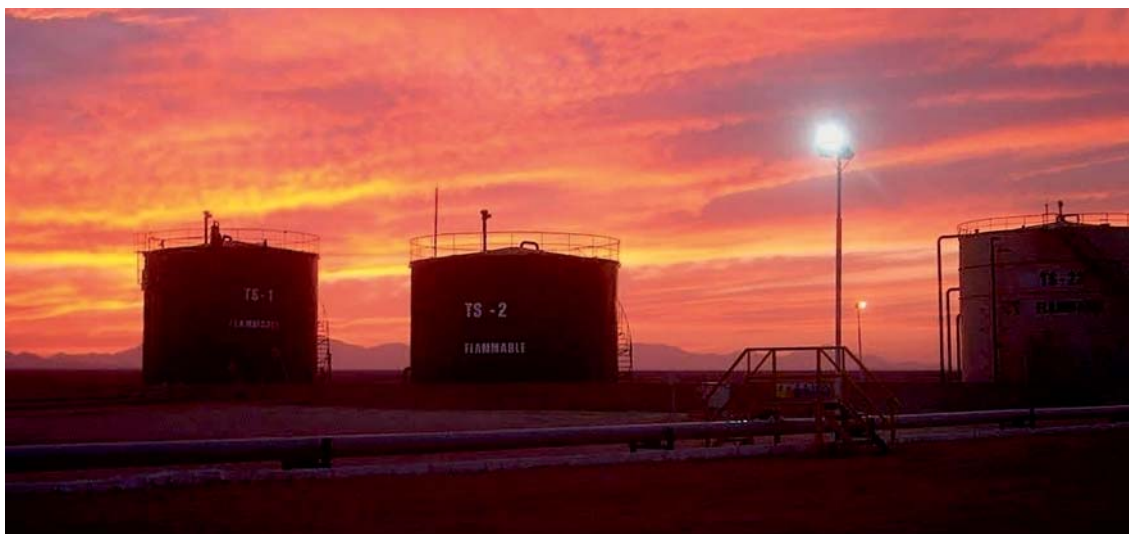
В рамках реализации стратегии по трансформации в глобальную энергетическую компанию в 2005 году ЛУКОЙЛ приобрел компанию Nelson Resources Limited, реализующую проекты в Казахстане. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче по проектам Nelson Resources Limited в декабре 2005 года составила 152 тыс. т, что соответствует 33% от добычи Группы по имеющимся международным проектам.

В рамках стратегического партнерства с ConocoPhillips в 2005 году было создано совместное предприятие ООО «Нарьянмарнефтегаз». Это предприятие начало разработку запасов углеводородов перспективной Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на севере Европейской части России. Экономическая доля ConocoPhillips в совместном предприятии составляет 30%. Управление предприятием осуществляется на паритетной основе.

В рамках оптимизации портфеля активов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» в течение 2005 года из состава группы «ЛУКОЙЛ» были выведены ЗАО «Арктикнефть» и ЗАО «РИТЭК-Внедрение». ЛУКОЙЛ также вышел из проекта Зых-Говсаны (Азербайджан) по причине его экономической неэффективности, связанной с высокой степенью истощения запасов и высокими экологическими затратами.

Стремясь максимально повысить эффективность деятельности в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча», ЛУКОЙЛ в 2005 году продолжил активно внедрять современные технологии: технологии повышения нефтеотдачи пластов; системы поддержания пластового давления; системы утилизации попутного газа; системы сбора, подготовки и транспортировки нефти; технологии энерго- и ресурсосбережения; информационные технологии.

В 2005 году продолжилось формирование многоуровневой системы мониторинга разработки месторождений с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей. Использование таких моделей позволяет определить наиболее оптимальные технологические решения и повысить эффективность геолого-технологических мероприятий.

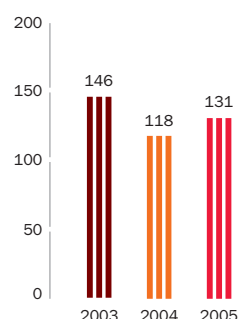


ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ, ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА

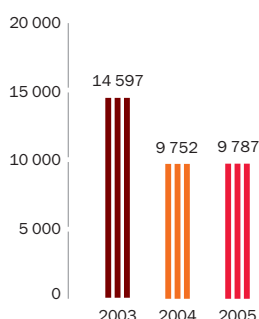
Геолого-разведочные работы

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

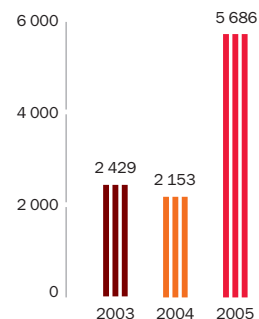
Проходка в разведочном бурении, тыс. м



Сейсморазведка 2D, км



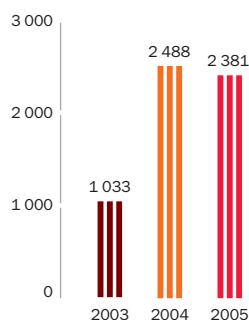
Сейсморазведка 3D, км²



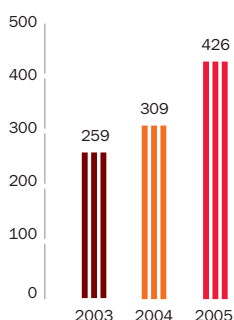
Основные объемы геолого-разведочных работ на нефть и газ в 2005 году были сконцентрированы в районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Западной Сибири и на акватории Каспийского моря. Проходка в разведочном бурении в 2005 году составила 131 тыс. м.

Для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах Компания непрерывно наращивает объем сейсморазведочных работ 2D и 3D. За последние годы выросли качество сейсморазведочных работ и быстрота обработки и интерпретации данных, что связано в первую очередь с внедрением новейших информационных технологий. В 2005 году было выполнено 9 787 км сейсморазведочных работ 2D и 5 686 км² сейсморазведочных работ 3D. Вертикальное сейсмическое профилирование было проведено на 40 скважинах.

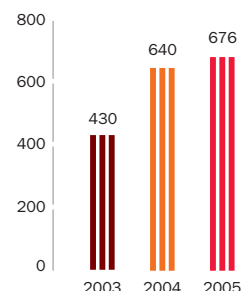
Электроразведка, км



Затраты на геологоразведку, млн долл.



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



В результате геолого-разведочных работ в 2005 году было открыто пять месторождений (четыре нефтяных и одно нефтегазоконденсатное) и 11 залежей нефти на ранее открытых месторождениях.

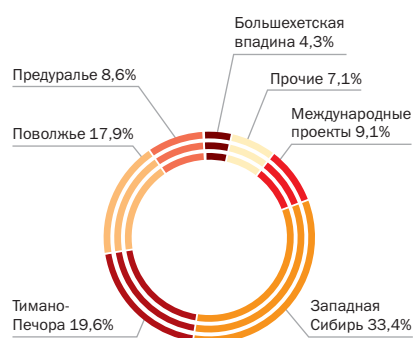
Основной прирост запасов жидких углеводородов в результате геолого-разведочных работ был получен в Ненецком автономном округе, в Западной Сибири, на акватории Каспия и в Пермском крае. Были также обнаружены значительные запасы нефти по проекту Анаран в Иране. Основной прирост запасов газа был получен на месторождениях Большехетской впадины в Ямало-Ненецком автономном округе.

В 2005 году в результате геолого-разведочных работ группой «ЛУКОЙЛ» были открыты запасы углеводородов промышленных категорий в размере 165,1 млн т у. т. по российской классификации. Увеличение/открытие новых доказанных запасов составило 676 млн барр. н. э. (в том числе 506 млн барр. нефти и 1 020 млрд фут³ газа) по международной классификации. Увеличение вероятных и возможных запасов в результате геолого-разведочных работ составило 760 млн барр. н. э., из которых 600 млн барр. – запасы нефти. Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2005 году составили 426 млн долл.

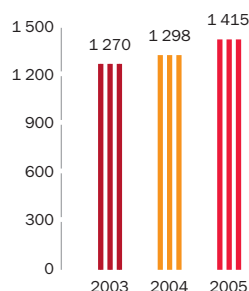
Особое внимание в Компании уделяется применению современных технологий в геологоразведке. Это позволяет существенно повысить эффективность проводимых работ. Так, эффективность геолого-разведочных работ в 2005 году составила 1 415 т у. т. на метр проходки в бурении. Для сравнения эффективность геолого-разведочных работ в 2001 году составляла лишь 385 т у. т. на метр проходки. Рост эффективности геолого-разведочных работ связан в первую очередь с выполнением на мировом научно-техническом уровне значительного объема работ в российском секторе Каспийского моря. Результаты этих работ обеспечили открытие новой крупной нефтегазоносной субпровинции в изучаемом районе. За период 1999–2005 годов здесь было открыто шесть крупных высокопродуктивных нефтегазовых месторождений: Хвалынское, им. Ю. Корчагина, Ракушечное, 170-км, Сарматское и им. В. Филановского.

Примером успешного применения современных технологий в геологоразведке стало увеличение запасов нефти Повховского месторождения (одно из крупнейших месторождений Компании в Западной Сибири). Геологическое строение и расчетные параметры Повховского месторождения были уточнены за счет применения новых технологий моделирования на основе проведенных сейсморазведочных работ 3D, дополнительных исследований керна и современного комплекса ГИС. Доказанные запасы месторождения выросли на 21%, до 842 млн барр. нефти.

Распределение разведочного бурения по регионам (2005)



Динамика эффективности геолого-разведочных работ (прирост запасов на метр проходки в бурении), т у. т./м



ЛУКОЙЛ

Россия

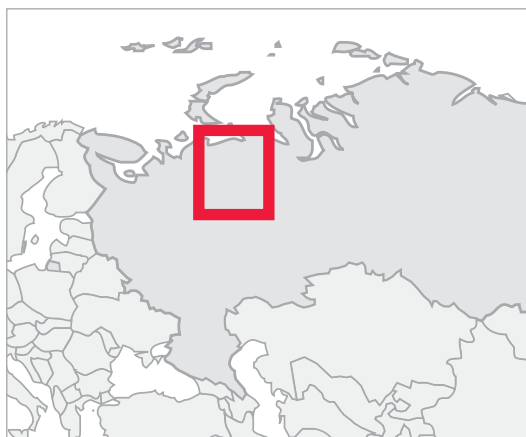
В 2005 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 119 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D – 8 087 км, объем сейсморазведочных работ 3D – 2 156 км². Затраты на геологоразведку составили 255 млн долл.

Основные результаты геолого-разведочных работ получены в Тимано-Печоре, на акватории Северного Каспия и в Западной Сибири (в том числе в Большехетской впадине).

Тимано-Печора

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (Ненецкий автономный округ и Республика Коми) является новым перспективным регионом нефтедобычи не только для Компании, но и для России в целом. В 2005 году ЛУКОЙЛ уделял особое внимание геологоразведке в данном регионе, доля которого в разведочном бурении составила 19,6% от общего объема разведочного бурения Компании.

В Тимано-Печоре геолого-разведочные работы проводят ООО «ЛУКОЙЛ-Север» и ООО «Нарьянмарнефтегаз» (совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips).



ООО «ЛУКОЙЛ-Север» в 2005 году проводило геолого-разведочные работы на территории Колвинского мегавала и Хорейверской впадины. Было начато бурение четырех поисковых скважин, и были закончены две скважины.

В северной части Инзырейского поднятия, расположенного на территории Колвинского мегавала, было завершено бурение скважины №255. В результате была подтверждена промышленная нефтеносность отложений, при опробовании которых был получен приток нефти дебитом 2 452 барр./сут.

На Ольгинской структуре, расположенной в восточной части Колвинского мегавала, было начато бурение скважины №100 проектной глубиной 4,7 тыс. м. В процессе бурения было опробовано три объекта, притоки нефти составили от 75 до 2 094 барр./сут.

Результаты сейсморазведочных работ 3D, проведенных на Нирмалинской структуре, и бурения скважин на Восточно-Сарутаюском месторождении и Нирмалинской структуре дают предпосылки для возможного объединения залежей нефти на этих структурах в одну крупную залежь с извлекаемыми запасами нефти более 250 млн барр.

В северной части Тэдинского месторождения в результате бурения скважины №2 на одном из четырех куполов, подготовленных к бурению по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3D, было подтверждено развитие нефтенасыщенных коллекторов. Дебит нефти при их опробовании составил 547 барр./сут.

ООО «Нарьянмарнефтегаз» в 2005 году проводило геолого-разведочные работы на территории Варандей-Адзвинской структурной зоны. Были закончены бурением три скважины и начата одна.

На Перевозном участке Тобойско-Мядсейского месторождения было завершено бурение поисковой скважины №7. В ней был получен фонтанный приток нефти дебитом 1 082 барр./сут. При-

рост доказанных запасов нефти участка в результате проведенных в 2005 году работ составил почти 10 млн барр., или 38%.

Северный Каспий

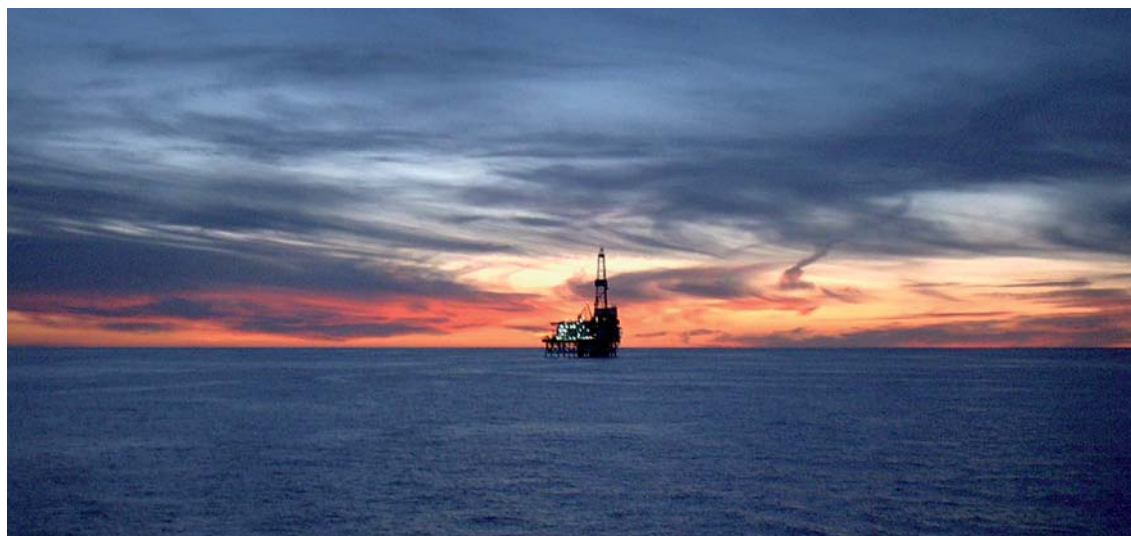
Северный Каспий является одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа группы «ЛУКОЙЛ» в среднесрочной перспективе. Компания уделяет особое внимание развитию ресурсного потенциала этого региона.

В конце ноября 2005 года было завершено бурение поисково-оценочной скважины №2 на площади Ракушечная-Южная. Во вскрытом разрезе скважины были выявлены две газовые залежи и одна газонефтяная. Были проведены испытания продуктивных отложений и получены промышленные притоки нефти дебитом 6 415 барр./сут и газа 16,5 млн фут³/сут. На акватории Каспийского моря впервые были получены такие высокие дебиты (для сравнения средний дебит нефтяных скважин по России составляет 75 барр./сут). Открытое месторождение было названо именем выдающегося российского нефтяника В.Ю. Филановского. Это открытие является самым значительным в России за последние 10 лет, оно окажет влияние на стратегию освоения месторождений Северного Каспия в целом. Разработка месторождения позволит кардинально повысить рентабельность дорогостоящих работ на Каспийском море.



Запасы месторождения им. В. Филановского по категориям «вероятные» и «возможные» по состоянию на конец 2005 года оцениваются в 600 млн барр. нефти и 985 млрд фут³ газа. Запасы нефти составляют 78% от суммарных запасов месторождения.

В результате применения современных технологий работы на Северном Каспии отличаются высокой эффективностью, беспрецедентной для России. Так, эффективность разведочного бурения составила более 15 тыс. т у. т. на метр проходки (в 11 раз выше, чем в среднем по Компании), а процент успешности поисково-разведочного бурения составил 100%.



ЛУКОЙЛ

Западная Сибирь

Большехетская впадина

В рамках реализации газовой программы ЛУКОЙЛ занимается освоением запасов Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий автономный округ), которые станут основой роста добычи газа в ближайшие годы. По состоянию на 1 января 2006 года доказанные запасы газа на месторождениях Компании в этом регионе составили 13,2 трлн фут³ (на 2% больше, чем в предыдущем году), или 52% от доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ».

В 2005 году были завершены полевые сейсморазведочные работы 2D на юге Пяяхинского и в северо-восточной части Находкинского лицензионных участков. Целью проведения данных работ были выявление и подготовка крупных перспективных объектов.



На Южно-Мессояхском месторождении была пробурена разведочная скважина №34 глубиной 3,6 тыс. м. Была подтверждена газоносность всех залежей. Было также проведено опробование ранее пробуренной скважины №13: было испытано двенадцать газовых и газоконденсатных объектов. В результате испытания пласта в интервале 1 227–1 243 м получен фонтанный приток газовой смеси дебитом 13,7 млн фут³/сут. В результате испытания пласта в интервалах 1 146–1 154 м и 1 133–1 146 м получен фонтанный приток газа дебитом 1,2 млн фут³/сут. На основе результатов бурения скважины №34, опробования скважины №13 и данных ранее проведенной сейсморазведки 3D построена уточненная геологическая модель Южно-Мессояхского месторождения и выполнен пересчет запасов газа. В результате доказанные запасы газа месторождения выросли на 21% к уровню прошлого года, или на 453 млрд фут³.



Ханты-Мансийский автономный округ

Ханты-Мансийский автономный округ является основным регионом нефтедобычи группы «ЛУКОЙЛ». Проведение здесь геолого-разведочных работ направлено прежде всего на воспроизводство сырьевой базы для обеспечения текущей добычи Группы в данном регионе.

По итогам 2005 года доказанные запасы нефти Компании в этом регионе с учетом добычи увеличились на 465 млн барр., или на 5,4%.

Проведенные в 2005 году сейсморазведочные работы 2D позволили, в частности, подготовить и принять на баланс четыре новые структуры с прогнозными ресурсами около 30 млн барр. нефти. По результатам выполненных сейсморазведочных работ 3D на лицензионных участках Компании была проведена комплексная переинтерпретация сейсмических данных, что позволило уточнить геологические модели разрабатываемых месторождений. Так, например, на Южно-Ягунском месторождении произошло расширение контура нефтеносности и увеличение объема нефтенасыщенных пород. Были уточнены также геологическое строение и параметры Повховского месторождения, в результате чего удалось увеличить доказанные запасы месторождения на 21%, до 842 млн барр. нефти.



Объем поисково-разведочного бурения на территории Ханты-Мансийского автономного округа составил 44 тыс. м. Наиболее успешные результаты дали бурение и испытание разведочных скважин на Северо-Даниловском и Восточно-Лазаревском лицензионных участках, а также на Окуновой структуре в восточной части Лас-Еганского лицензионного участка. Так, на Северо-Даниловском лицензионном участке при испытании разведочной скважины был получен приток нефти дебитом 874 барр./сут, а на Восточно-Лазаревском лицензионном участке – 464 барр./сут. На Окуновой структуре был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 906 барр./сут.

В результате выполненных в 2005 году геолого-разведочных работ было выявлено 6 новых залежей нефти на Повховском месторождении, одна залежь на Покачевском, одна на Малокартопийском и одна на Ловинском месторождениях.

Международные проекты

В 2005 году проходка в разведочном бурении по международным проектам составила 12 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D – 1 700 км, объем сейсморазведочных работ 3D – 3 530 км². Затраты на геологоразведку по международным проектам составили 171 млн долл.

В рамках стратегии трансформации в глобальную энергетическую компанию основной задачей геолого-разведочных работ, проводимых группой «ЛУКОЙЛ» за рубежом, является подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи.

В начале 2005 года Компания участвовала в девяти геолого-разведочных проектах за пределами России: D-222 (Азербайджан), Кондор (Колумбия), Анаран (Иран), Западный Гейсум и Северо-Восточный Гейсум (Египет), Тюб-Караган и Аташский (Казахстан), Блок А (Саудовская Аравия), Кандым – Хаузак – Шады (Узбекистан).

ЛУКОЙЛ

В 2005 году ЛУКОЙЛ начал реализацию проекта по количественной оценке и сертификации запасов месторождений тяжелой нефти, находящихся в пределах блока Junin-3 в Венесуэле. Площадь блока составляет 640 км². Срок действия соглашения – 3 года. По окончании исследовательских работ начнутся переговоры между группой «ЛУКОЙЛ» и CVP (подразделение национальной нефтяной компании Венесуэлы PDVSA) по освоению месторождений этого блока.

В 2005 году ЛУКОЙЛ приобрел компанию Nelson Resources Limited, которой принадлежит опционное соглашение на приобретение 25-процентной доли участия в двух шельфовых геолого-разведочных проектах: Южный Жамбай и Южное Забурунье (на 100% принадлежащих АО «НК «КазМунайГаз»).

Таким образом, к концу 2005 года ЛУКОЙЛ участвовал в десяти международных геолого-разведочных проектах и имел опционы на приобретение доли участия в еще двух проектах.

По проекту Анаран (Иран), реализуемому совместно с норвежской компанией Norsk Hydro, было успешно завершено бурение первой разведочной скважины Азар-2. Скважина была пробурена на перспективной структуре Азар до проектной глубины 4,8 тыс. м. При тестировании скважины из 5 интервалов были получены притоки нефти дебитами от 2 214 до 3 044 барр./сут. Была подтверждена коммерческая ценность открытия и начались переговоры с Национальной иранской нефтяной компанией (NIOC) о начале разработки месторождения. Это месторождение стало одним из самых значительных открытий за последние годы в мировой нефтяной промышленности. Запасы по проекту не учитываются на балансе Компании, так как деятельность ведется на основе сервисного соглашения.

В Колумбии началось глубокое разведочное бурение на структуре Медина блока Кондор. Проект реализуется ОАО «ЛУКОЙЛ» и Национальной нефтяной компанией Ecopetrol. Ранее на территории блока была осуществлена сейсморазведка 3D. Проектная глубина вертикальной скважины составляет 5 тыс. м, точка заложения скважины находится на высоте 1,1 км над уровнем моря.

На Кунградском блоке (Узбекистан, проект Кандым – Хаузак – Шады) на структуре Шеге были приобретены, расконсервированы и испытаны две скважины: Шеге-1 и Шеге-2. Скважина Шеге-1 оказалась продуктивной: на ней был получен промышленный приток газа дебитом 12,3 млн фут³/сут. Также были начаты предпроектные работы по Кандымскому газоперерабатывающему заводу и полевая сейсморазведка. Доказанные запасы газа по проекту Кандым – Хаузак – Шады за год выросли на 912 млрд фут³, или на 86%.



В глубоководной части азербайджанского сектора Каспийского моря было завершено бурение разведочной скважины глубиной 4,5 тыс. м по проекту D-222 (Ялама), осуществляемому совместно с Государственной нефтяной компанией Азербайджана. В ходе работы с применением системы нулевого сброса были отмечены газопроявления и получена уникальная геологическая информация о недрах центральной части Каспия, где разведочное бурение ранее не проводилось. Коммерческих запасов углеводородов обнаружено не было. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам. На основании геолого-геофизических данных, полученных по результатам бурения скважины, начались научно-исследовательские работы по уточнению геологической модели перспективных объектов. Началась также подготовка программы по продолжению поисково-разведочных работ.

На шельфовом участке Тюб-Караган в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря было проведено бурение первой разведочной скважины глубиной 2,5 тыс. м. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам. На соседнем участке Аташский продолжались сейсморазведочные работы 2D, электроразведка и инженерно-геологические исследования перед бурением первой разведочной скважины. Оба проекта реализуются совместно с национальной компанией АО «НК «КазМунайГаз».

На газовом Блоке А в пустыне Руб аль-Хали (Саудовская Аравия) были успешно завершены сейсморазведка 2D и 3D на территории площадью около 1,8 тыс. км² и подготовка к бурению первой разведочной скважины на структуре Южный Тухман. Проект реализуется совместно с национальной компанией Saudi Aramco.

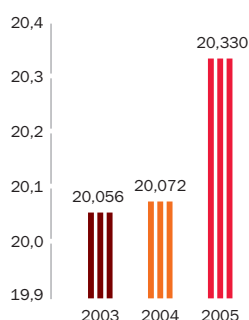
В Египте была завершена подготовка к бурению второй разведочной скважины на шельфовом блоке Северо-Восточный Гейсум.

В 2005 году было подписано Соглашение о создании консорциума инвесторов в составе Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз», ЛУКОЙЛ Оверсиз, Petronas Carigali Overseas (Малайзия), Korea National Oil Corporation (Республика Корея) и CNPC International (Китай). Консорциум проведет переговоры с Правительством Республики Узбекистан по подготовке соглашения о разделе продукции на геологоразведку и разработку нефтегазовых месторождений в узбекской части Аральского моря.

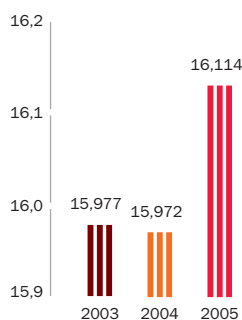
Запасы нефти и газа

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

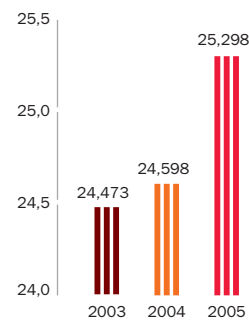
Доказанные запасы углеводородов, млрд барр. н. э.



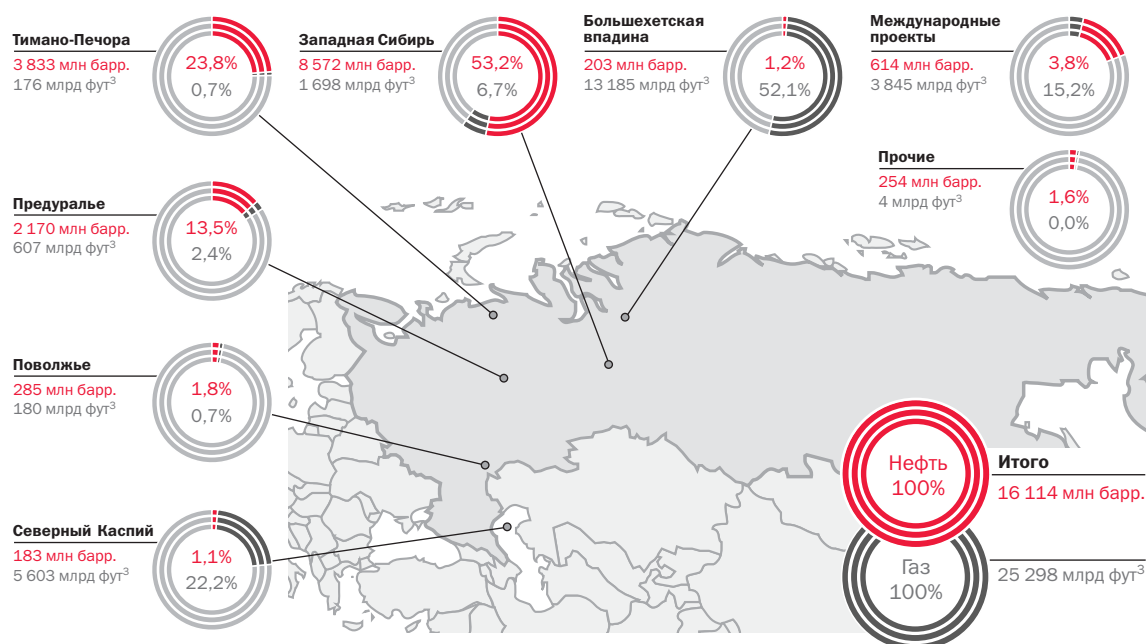
Доказанные запасы нефти, млрд барр.



Доказанные запасы газа, трлн фут³



Распределение запасов нефти и газа по регионам деятельности Компании



Доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» по международной классификации* по состоянию на 1 января 2006 года составили 20,330 млрд барр. н. э., в том числе запасы нефти – 16,114 млрд барр., запасы газа – 25,298 трлн фут³. Обеспеченность текущей добычи углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» доказанными запасами составляет 29 лет. По нефти данный показатель равен 24, по газу – 95 годам.

За 2005 год доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» с учетом добычи выросли на 4,8%, а без учета добычи – на 1,3%. По нефти прирост составил 5,1% с учетом добычи и 0,9% без учета добычи. По газу – 3,9 и 2,8%, соответственно.

Уровень восполнения добычи углеводородов приростом запасов составил 137%. По нефти данный показатель равен 121%, а по газу – 362%.

В 2005 году в результате геолого-разведочных работ доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» выросли на 676 млн барр. н. э. (506 млн барр. нефти, 1 020 млрд фут³ газа). Таким образом, за счет проведения геолого-разведочных работ Компания почти полностью компенсировала добычу углеводородов. Программа стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2005–2014 годы предусматривает полную компенсацию добычи углеводородов приростом запасов при конкурентном уровне затрат.

Доказанные запасы выросли также в результате приобретения и консолидации активов. Доказанные запасы приобретенной в 2005 году Nelson Resources Limited по состоянию на конец 2005 года составили 172 млн барр. В результате приобретения второй половины участия в ЗАО «СеверТЭК» ЛУКОЙЛ увеличил свои доказанные запасы нефти на 108 млн барр. В 2005 году также была приобретена доля участия в ООО «Геойлбент». Эта сделка позволила увеличить доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» еще на 55 млн барр. В результате консолидации ЗАО «Турсунт» доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» увеличились на 3 млн барр.

* В 2005 году компания Miller and Lents (США) провела ежегодный (одиннадцатый по счету) технический и экономический аудит запасов группы «ЛУКОЙЛ» в соответствии с требованиями Общества инженеров-нефтяников США (US SPE).

Запасы нефти и газа группы «ЛУКОЙЛ»

На 1 января 2006 г.	Нефть млн барр.	Газ млрд фут ³	Нефть + газ* млн барр. н. э.
Доказанные запасы	16 114	25 298	20 330
в том числе:			
разрабатываемые	10 583	6 089	11 598
неразрабатываемые	5 531	19 209	8 732
Вероятные запасы	8 869	20 587	12 300
Возможные запасы	4 336	10 240	6 043

* Для пересчета фут³ в барр. н. э. использован единый коэффициент: 1 барр. н. э. = 6 000 фут³.

Следует отметить, что в 2005 году Компания значительно прирастила запасы углеводородов по категориям «вероятные» и «возможные», увеличив тем самым резерв для восполнения доказанных запасов в перспективе. Суммарное увеличение по данным категориям запасов за год составило 30%. Значительная часть прироста была обеспечена за счет открытия месторождения им. В. Филановского и приобретения ОАО «Приморьенефтегаз».

Запасы месторождения им. В. Филановского по категориям «вероятные» и «возможные» оцениваются в 600 млн барр. нефти и 985 млрд фут³ газа. Запасы нефти составляют 78% от суммарных запасов углеводородов. Доразведка месторождения, подготовка и утверждение проектных документов на разработку и обустройство позволят перевести значительную часть запасов в категорию доказанных.

Запасы конденсата Центрально-Астраханского месторождения по категориям «вероятные» и «возможные» составляют почти 1,2 млрд барр., газа – 9,8 трлн фут³.

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

Основными задачами, стоящими перед Компанией в области лицензирования, являются: получение новых лицензий на право пользования недрами, продление действия лицензий на срок полной отработки месторождений, переоформление лицензий в связи с реорганизациями дочерних обществ.



ЛУКОЙЛ

По состоянию на начало 2006 года на балансе предприятий группы «ЛУКОЙЛ» находилось 402 лицензии на право пользования недрами, в том числе 353 с правом добычи и 49 лицензий на геологическое изучение, включающее поиск и оценку месторождений полезных ископаемых.

В 2005 году по результатам аукционов получено 5 лицензий на право пользования недрами, приобретены 4 лицензии за счет выкупа доли в предприятиях ООО «Геойлбент» и ОАО «Приморьнефтегаз», продлены на срок полной отработки месторождений 33 лицензии, а 8 лицензий продлены до завершения работ по геологическому изучению участков недр. Предприятиями переоформлены 42 лицензии.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА НЕФТИ

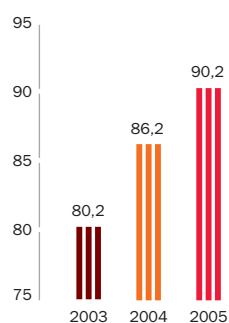
- ▼ 2,2% мировой добычи нефти
- ▼ 18,4% российской добычи нефти
- ▼ Компания №4 среди крупнейших международных частных нефтяных компаний по объему добычи нефти
- ▼ Компания №6 среди крупнейших международных частных нефтяных компаний по объему добычи углеводородов

Добыча нефти группы «ЛУКОЙЛ» в 2005 году составила 90 158 тыс. т (1 820 тыс. барр./сут)*, в том числе дочерними обществами было добыто 86 193 тыс. т. Среднесуточная добыча нефти группы «ЛУКОЙЛ» выросла по сравнению с 2004 годом на 4,7%. Органический прирост добычи составил 4,0%.

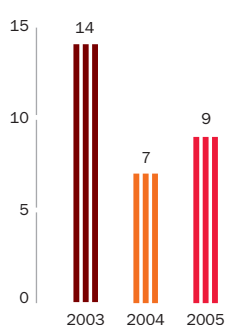
В 2005 году велись активные работы по обустройству и вводу в разработку новых месторождений в России и за рубежом. Особое внимание уделялось месторождениям Тимано-Печоры и Северного Каспия. В целях выполнения программы добычи нефти в 2005 году добывающими обществами группы «ЛУКОЙЛ» был осуществлен комплекс мероприятий по повышению производительности добывающих скважин и нефтеотдачи пластов.

В 2005 году добыча нефти дочерними и зависимыми нефтедобывающими обществами Группы осуществлялась на 343 месторождениях. За год в разработку введены восемь новых нефтяных месторождений: Дубравное и Речное (Поволжье), Соловатовское, Чайкинское и Александровское (Предуралье), Южно-Хулымское (Западная Сибирь), Восточно-Сарутаюское и Перевозное (Тимано-Печора). Запасы введенных в эксплуатацию месторождений по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» составляют 707 млн барр. н. э.

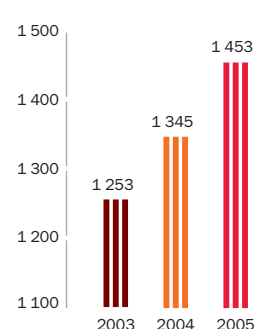
Добыча нефти, млн т



Ввод в эксплуатацию новых месторождений, шт.



Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м

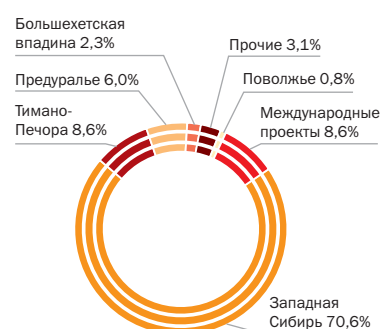


* По методологии ОПБУ США включает добычу дочерних обществ и долю в добыче зависимых организаций.

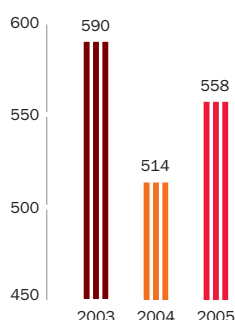
Объем эксплуатационного бурения в 2005 году составил 1 453 тыс. м, что на 8% больше по сравнению с 2004 годом. При эксплуатационном бурении в Компании активно использовались современные технологии первичного и вторичного вскрытия пластов, что позволяет максимально использовать и наращивать потенциал скважины.

В эксплуатацию введены 558 новых добывающих и 376 нагнетательных скважин. В том числе введена 41 горизонтальная скважина, среднесуточный дебит которых более чем в 11 раз превышает средний дебит нефтяных скважин Компании. Добыча нефти из новых скважин составила 3,64 млн т.

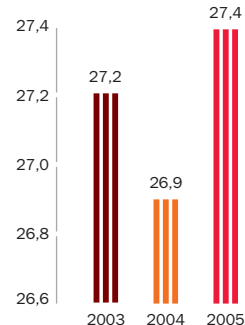
Распределение эксплуатационного бурения по регионам (2005)



Ввод в эксплуатацию новых нефтяных скважин, шт.



Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. шт.



По состоянию на 1 января 2006 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании насчитывал 27,35 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 22,75 тыс.), фонд нагнетательных скважин – 8,16 тыс. (под закачкой – 5,77 тыс.). По сравнению с 2004 годом эксплуатационный фонд скважин вырос на 1,5%, что связано, прежде всего, с приобретением добывающих активов. Кроме того, доля неработающего фонда в эксплуатационном снизилась с 17,9 до 16,8%, что является следствием деятельности Компании по повышению эффективности нефтедобычи.

Распределение добычи нефти группы «ЛУКОЙЛ» по регионам



В 2005 году произошло увеличение объемов работ по бурению боковых стволов скважин. В эксплуатацию введено 102 боковых ствола со средним приростом дебита нефти 25 т/сут на одну скважину и дополнительной добычей нефти 427 тыс. т против 63 боковых стволов в 2004 году со средним приростом дебита нефти 22 т/сут и дополнительной добычей нефти в объеме 181 тыс. т.

В 2005 году проведено 2 677 операций по оптимизации режимов работы механизированного фонда скважин, переведено на механизированный способ добычи нефти 110 скважин, выполнено 5 052 скважино-операции по повышению нефтеотдачи пластов. Суммарная технологическая эффективность от проведенных мероприятий составила 30 млн т.

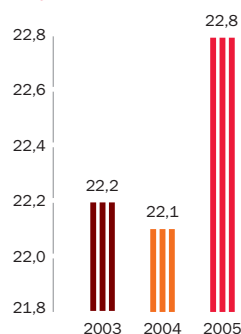
В рамках реализации «Комплексной программы оптимизации разработки и добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2003–2005 годы» в 2005 году из эксплуатации было выведено 425 низкодебитных и высокообводненных скважин (средняя обводненность – 98,7%), что наряду с применением современных технологий повышения нефтеотдачи пластов и бурением горизонтальных скважин и вторых стволов позволило увеличить средний дебит нефтяных скважин на 3,5%, до 11,1 т/сут, а также сохранить обводненность продукции на имеющемся уровне. Это также позволило не извлекать на поверхность более 2,9 млн т попутной воды и, как следствие, уменьшить энергозатраты. Необходимо отметить, что в последние годы в целом по Компании отмечена устойчивая тенденция роста среднего дебита нефтяных скважин (с 8,6 т/сут в 2001 году до 11,1 т/сут в 2005 году).

В 2005 году была принята новая «Комплексная программа оптимизации разработки и добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2006–2008 годы», направленная на дальнейшее повышение эффективности разработки месторождений и сокращение эксплуатационных затрат.

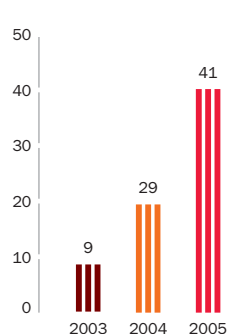
Активное развитие новых регионов нефтедобычи, а также применение современных технологий позволили увеличить средний дебит новых нефтяных скважин до 41,9 т/сут. В том числе среднесуточный дебит горизонтальных скважин увеличился на 22,5% по сравнению с 2004 годом и составил 125 т/сут против 102 т/сут в 2004 году.

Несмотря на реальное укрепление рубля (с учетом сравнительно высокого уровня инфляции в российской экономике), Компании удалось сдержать рост затрат на добычу нефти, которые лишь на 6,6% превысили уровень 2004 года и составили 2,75 долл. на баррель добытой нефти. Суммарные затраты на добычу составили 1 740 млн долл. Капитальные затраты в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составили 2 918 млн долл., инвестиции – 2 737 млн долл.

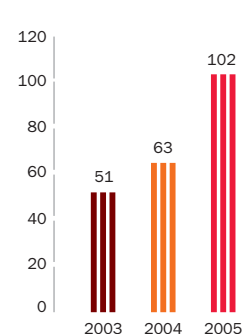
Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, тыс. шт.



Бурение горизонтальных скважин, шт.



Бурение боковых стволов, шт.



Россия

В 2005 году добыча нефти дочерними и зависимыми обществами Группы на территории России осуществлялась на 318 месторождениях. Эксплуатационное бурение на территории России составило 1 328 тыс. м. На Россию приходится 97,3% эксплуатационного фонда скважин Компании (26,62 тыс. скважин). В 2005 году в эксплуатацию было введено 526 новых скважин, добыча из которых составила 3,38 млн т нефти.

Суммарные затраты на добычу нефти в России составили 1 660 млн долл., или 2,69 долл./барр. Капитальные затраты составили 2 487 млн долл., инвестиции – 778 млн долл.

Добыча группы «ЛУКОЙЛ» на территории России в 2005 году составила 86 277 тыс. т нефти, в том числе дочерними обществами было добыто 84 180 тыс. т. По сравнению с 2004 годом среднесуточная добыча на территории России выросла на 4,6%. Органический прирост среднесуточной добычи составил 4,1%.

67,8% добычи группы «ЛУКОЙЛ» на территории России пришлось на Западную Сибирь. Месторождения Западной Сибири также обеспечили основную часть прироста добычи Компании в России по сравнению с 2004 годом (59,5%, или 2,1 млн т). В 2005 году в Компании продолжено формирование многоуровневой системы мониторинга разработки месторождений с использованием геолого-технологических моделей. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на базе геолого-технологических моделей шла отработка технологии выполнения мини-проектов по оптимизации разработки приоритетных участков крупных месторождений. Были получены положительные результаты.

Добыча существенно возросла также в Тимано-Печоре (на 0,7 млн т): на этот регион пришлось еще 20,9% прироста добычи Компании в России. На севере Тимано-Печорской провинции деятельность Компании позволила в короткие сроки подготовить новые активные запасы, что дало возможность начать промышленную добычу нефти в этом районе. В разработку было введено два месторождения – Восточно-Сарутаюское и Перевозное с запасами нефти по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные», равными 624 млн барр.

В 2005 году было завершено создание совместного предприятия с ConocoPhillips на базе активов ООО «Нарьянмарнефтегаз». Совместное предприятие сохранило за собой название ООО «Нарьянмарнефтегаз» и занимается разработкой месторождений на севере Тимано-Печоры.



Под контроль совместного предприятия перешли 16 месторождений с запасами по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные», равными 2,7 млрд барр. Добыча совместного предприятия в 2005 году составила 600 тыс. т и осуществлялась на пяти месторождениях: Тобойском, Торавейском, Варандейском, Мядсейском и Перевозном, введенном в эксплуатацию в 2005 году. В настоящее время СП ведет подготовку к добыче еще на девяти месторождениях.

В 2005 году быстрыми темпами росла добыча на Кравцовском месторождении в Балтийском море, введенном в эксплуатацию в 2004 году. Добыча составила 562 тыс. т, что на 16% выше прогнозного уровня. Рост добычи на Кравцовском месторождении обеспечил 13,6% прироста добычи нефти Компании в России.

В 2005 году продолжались работы по освоению месторождений, расположенных на шельфе Каспийского моря. Надзорными органами Российской Федерации было согласовано Обоснование инвестиций в обустройство месторождения им. Ю. Корчагина. Согласованы также технологические схемы разработки месторождений Ракушечное, Сарматское и 170-км. Для обеспечения морских нефтяных месторождений материально-техническими ресурсами выполнялись работы по проектированию и строительству береговой комплексной производственно-транспортной базы.

В 2005 году ЛУКОЙЛ продолжил консолидировать и приобретать высокоэффективные активы на территории России. Была приобретена вторая половина участия в ЗАО «СеверТЭК», суммарная добыча которого в 2005 году составила 1 508 тыс. т, в том числе доля группы «ЛУКОЙЛ» – 816 тыс. т. Было консолидировано ЗАО «Турсунт», годовая добыча которого (с учетом 100% совместной деятельности с ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь») составила 385 тыс. т, в том числе доля группы «ЛУКОЙЛ» – 280 тыс. т. Была приобретена 66-процентная доля участия в ООО «Геоилбент», добыча которого в 2005 году составила 1 064 тыс. т, в том числе доля группы «ЛУКОЙЛ» – 353 тыс. т. Новые приобретения увеличивают добычу группы «ЛУКОЙЛ» на территории России на 37 тыс. барр. н. э./сут (по данным за декабрь 2005 года без учета дальнейшего роста добычи по приобретенным проектам).

Международные проекты

Долевая добыча группы «ЛУКОЙЛ» по международным проектам составила 3 881 тыс. т. Среднесуточная добыча по международным проектам выросла на 11,8%, а органический прирост среднесуточной добычи составил 1,4%.

Эксплуатационное бурение по международным проектам Компании составило 125 тыс. м. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составил 735 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 600. Было введено в эксплуатацию 32 новых добывающих скважины. За счет ввода новых скважин дополнительно добыто 0,26 млн т нефти.

Суммарные затраты на добычу нефти по международным проектам составили 80 млн долл., или 5,43 долл./барр. Капитальные затраты составили 431 млн долл., инвестиции – 1 959 млн долл.

ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание развитию международной деятельности. В 2005 году портфель Компании состоял из семи проектов по разработке месторождений и добыче нефти и газового конденсата. Добыча нефти и газового конденсата осуществлялась по пяти проектам: в Казахстане (Карачаганак, Кумколь, Тенгиз) и Египте (Мелейя, WEEM). По остальным проектам велось обустройство месторождений и подготовка к добыче.

В 2005 году осуществлена сделка по приобретению канадской компании Nelson Resources Limited, владеющей 50-процентными долями в 3 СП на территории Казахстана: Казахойл-Актобе (месторождения Алибекмола и Кожасай), Бузачи Оперейтинг (месторождение Северные Бузачи), Арман (месторождение Арман), а также 76-процентной долей в СП КаракудукМунай (место-

рождение Каракудук). Кроме того, Nelson Resources Limited имеет опцион на приобретение у АО «НК «КазМунайГаз» 25-процентных долей в двух геолого-разведочных блоках в казахстанском секторе Каспийского моря: Южный Жамбай и Южное Забурунье. Таким образом, портфель международных проектов Компании пополнился еще четырьмя проектами. Добыча нефти по этим проектам (по доле участия) в 2005 году составила 1 608 тыс. т. Консолидация добычи по этим проектам осуществляется с середины октября 2005 года.

В 2005 году принято и согласовано с Государственной нефтяной компанией Азербайджанской Республики решение о выходе из проекта Зых-Говсаны в связи со значительным уровнем затрат на экологическую реабилитацию территории и с высокой степенью выработанности запасов.

На месторождении Кумколь в 2005 году успешно велись производственное строительство и бурение новых скважин. Всего было введено в эксплуатацию 12 новых скважин со средним дебитом 16,6 т/сут. Также был подготовлен проект строительства завода по сжижению газа мощностью до 300 млн м³/год.

На гигантском Карачаганакском месторождении завершена программа бурения многоствольных скважин. Всего были пробурены две многоствольные скважины со средним дебитом 1 013,5 т/сут. Производство стабильного конденсата достигло проектного уровня – 153 тыс. барр./сут. Подготовлен проект строительства магистрального газопровода Карачаганак–Уральск протяженностью 150 км для полной газификации Западно-Казахстанской области. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 15%.

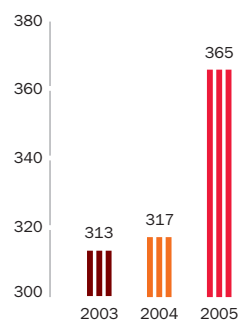
По проекту WEEM были введены в эксплуатацию 4 новые нефтяные скважины со средним дебитом 69,3 т/сут.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ГАЗА

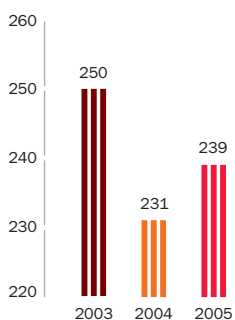
Газовая программа группы «ЛУКОЙЛ» предусматривает ускоренный рост добычи газа в ближайшие годы как в России, так и за рубежом и доведение доли газа в суммарном объеме добываемых Группой углеводородов до 33%. В связи с этим в 2005 году деятельность Компании в газовом секторе была направлена на подготовку к началу добычи природного газа в Большехетской впадине и освоение месторождений Каспийского моря – именно эти регионы призваны стать ключевыми в развитии газодобычи группы «ЛУКОЙЛ».

В 2005 году добыча газа группы «ЛУКОЙЛ» составила 7 569 млн м³ (732 млн фут³/сут)*, в том числе добыча дочерних обществ – 7 267 млн м³. Среднесуточная добыча Компании выросла по сравнению с 2004 годом на 17,3%.

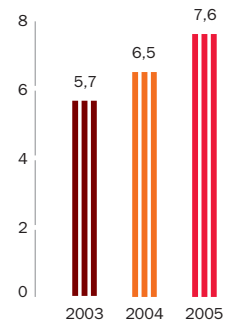
Эксплуатационный фонд газовых скважин, шт.



Фонд газовых скважин, дающих продукцию, шт.



Добыча газа, млрд м³



* По методологии ОПБУ США включает добычу дочерних обществ и долю в добыче зависимых организаций. Включает газ для продажи и собственного потребления, а также технологические потери.

Распределение добычи газа группы «ЛУКОЙЛ» по регионам



Добыча природного газа составила 2 628 млн м³ и выросла на 43,8% по сравнению с 2004 годом. Доля нефтяного газа в общей добыче – 65,3%, или 4 941 млн м³.

Уровень использования нефтяного газа составил 79%, что соответствует уровню 2004 года. Чтобы увеличить использование нефтяного газа, Компания ведет строительство газопоршневых электростанций на месторождениях в районе факелов, что позволяет сократить сжигание газа на факелах, снизить расходы на электроэнергию, а следовательно, сократить расходы на добычу нефти. В Компании реализуется утвержденная в 2003 году Программа мероприятий по доведению уровня использования нефтяного газа на предприятиях группы «ЛУКОЙЛ» до 95%.

Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по состоянию на конец 2005 года составил 365 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 239.

Россия

Добыча газа на территории России в 2005 году составила 5 734 млн м³, в том числе дочерними обществами добыто 5 659 млн м³. Добыча природного газа – 1 022 млн м³. Добыча нефтяного газа – 4 712 млн м³, или 82,2% от суммарной добычи газа на территории России. Уровень использования нефтяного газа на территории России в 2005 году составил 79%. Эксплуатационный фонд газовых скважин на территории России по состоянию на конец 2005 года составил 302 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 194.

В 2005 году Компания продолжила работы по обустройству газовых месторождений Большехетской впадины. В апреле состоялось знаменательное событие – ввод в эксплуатацию Находкинского газового месторождения. В 2005 году на месторождении было добыто 472 млн м³ газа. Начало добычи на этом месторождении ознаменовало вступление газовой программы группы «ЛУКОЙЛ» в активную фазу. Всего на Находкинском месторождении планируется пробурить 60 скважин. Проектный уровень добычи газа на месторождении составляет 10 млрд

м³/год и будет достигнут к 2008 году. Весь газ, добытый на месторождении, приобретает компания «Газпром» на узле учета компрессорной станции Ямбургская по цене 22,5 долл./1000 м³. Цена приобретения фиксированная и действительна до конца 2006 года.

В марте 2005 года ЛУКОЙЛ и Газпром подписали Генеральное соглашение о стратегическом партнерстве на 2005–2014 годы. Соглашение предусматривает совместную реализацию проектов, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Ненецкого автономного округа, российского сектора Каспийского моря, Республики Узбекистан и других регионов. Оно предусматривает также развитие сотрудничества по транспортировке морским транспортом нефти и газового конденсата из северных районов Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов. Стороны будут поддерживать сложившиеся партнерские отношения по поставкам углеводородного сырья и производству нефте- и газохимической продукции, а также размещению свободных ресурсов нефти и газового конденсата на собственных газо- и нефтеперерабатывающих предприятиях, расположенных в России и за ее пределами.

В связи с приобретением доли в ООО «Геойлбент» в 2005 году была разработана концепция добычи попутного и природного газа на месторождениях этой компании и направлена заявка в ОАО «Газпром» на получение технических условий по подключению месторождений к газотранспортной системе ОАО «Газпром».

В 2005 году продолжились работы по подготовке к добыче газа на месторождениях Северного Каспия. В соответствии с Протоколом к Соглашению о разграничении дна северной части Каспийского моря с казахстанской стороной была проведена работа по подготовке к совместному освоению Хвалынского месторождения. Была согласована технологическая схема разработки месторождения и начата проработка условий СРП. Для освоения Хвалынского месторождения в г. Астрахань зарегистрировано ООО «Каспийская нефтегазовая компания». В исполнительных и надзорных органах Астраханской области согласована «Декларация о намерениях строительства газопровода для транспорта малосернистого природного газа с месторождения Хвалынского и попутного газа с месторождения им. Ю. Корчагина до береговых сооружений в Астраханской области».

Международные проекты

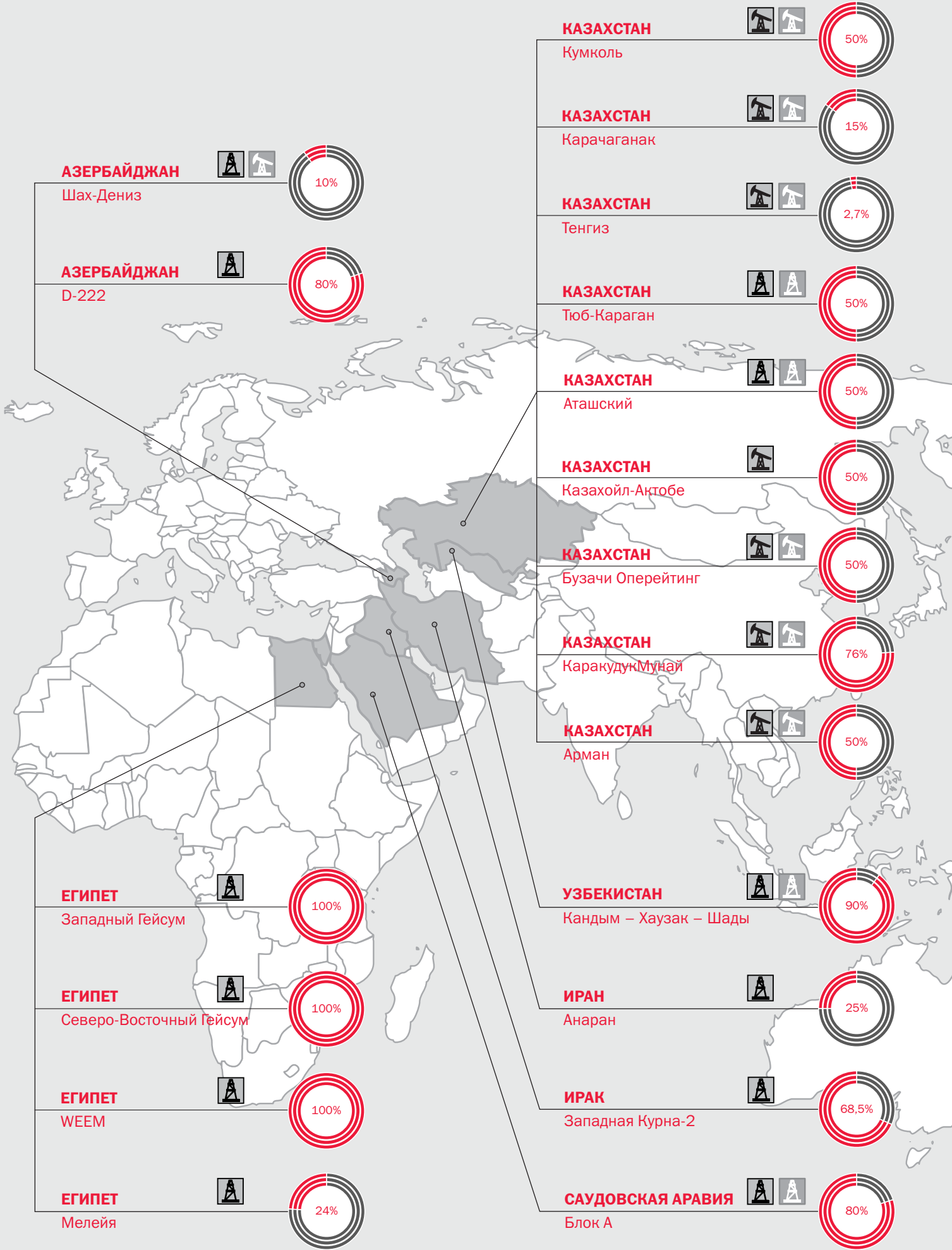
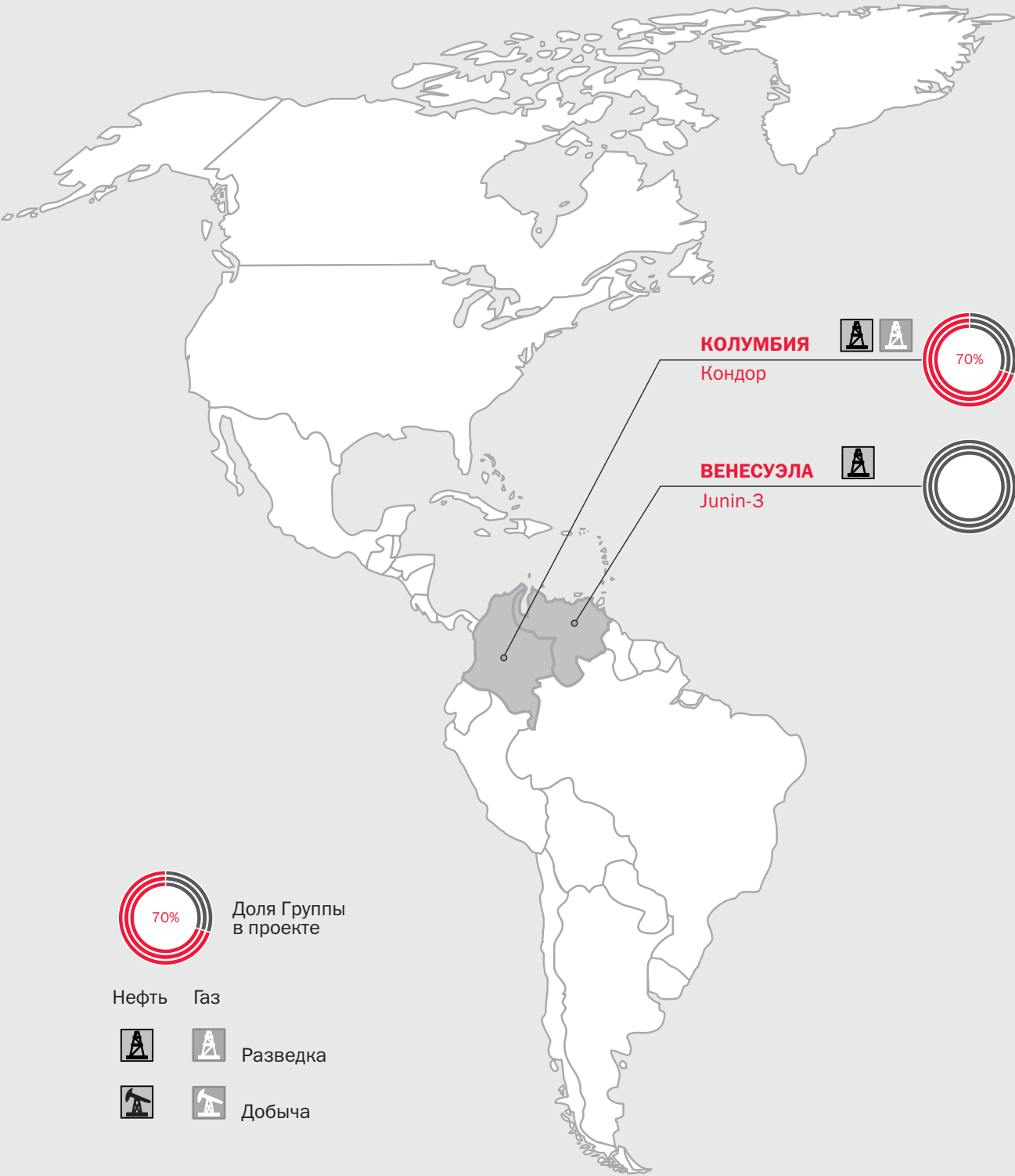
В 2005 году ЛУКОЙЛ участвовал в трех проектах по добыче газа – Карачаганак, Кумколь и Тенгиз (Казахстан).

Долевая добыча газа по этим проектам составила 1 835 млн м³. Добыча природного газа – 87,5% от суммарной.

Эксплуатационный фонд газовых скважин по проектам составил 63 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 45.

В рамках шельфового проекта Шах-Дениз завершены работы по строительству добывающей платформы TPG-500, подводных трубопроводов и экспортного Южно-Кавказского газопровода Баку–Тбилиси–Эрзерум. Начало добычи газа запланировано на 3 квартал 2006 года.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ
(на 01.01.2006)



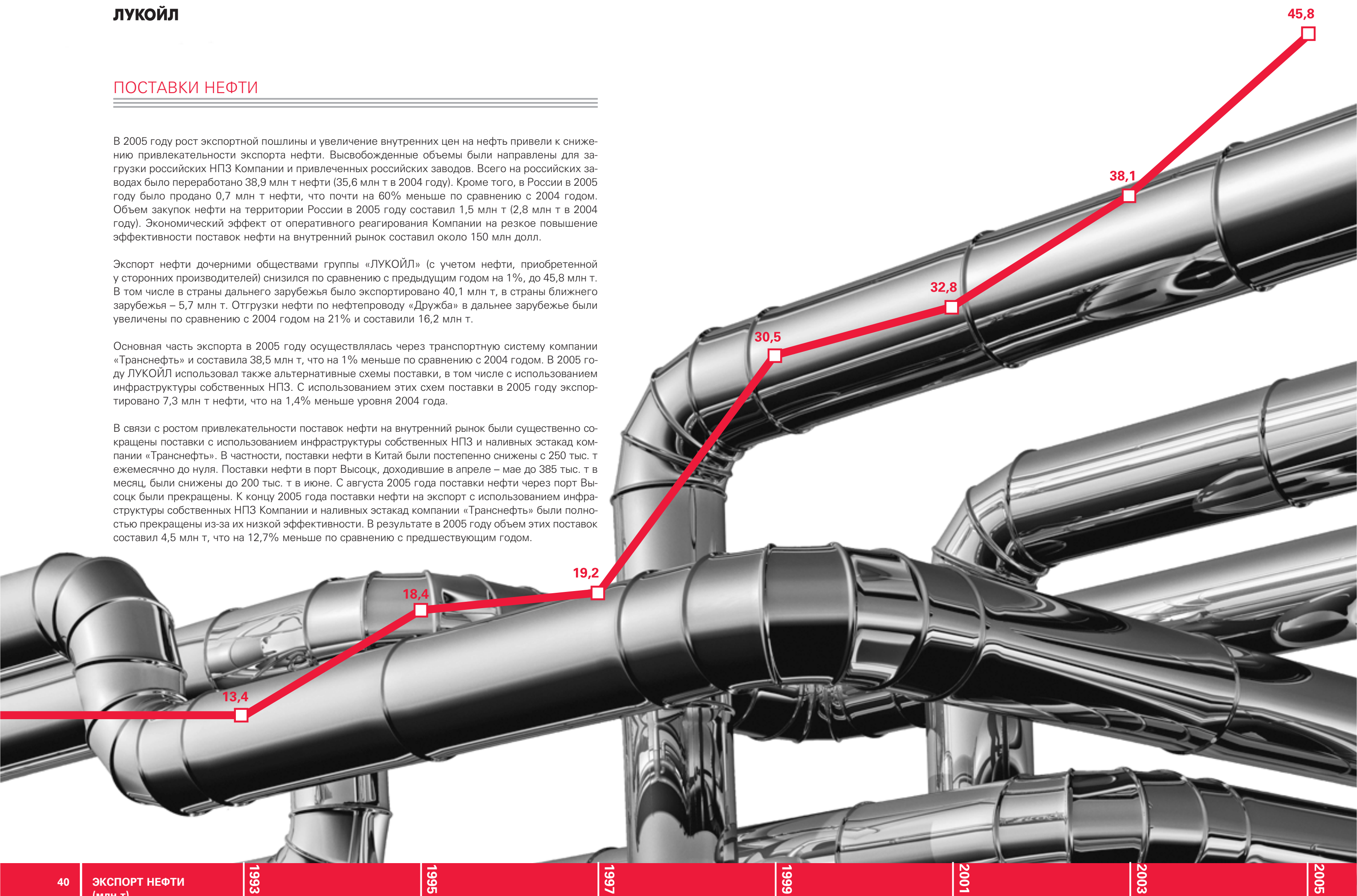
ПОСТАВКИ НЕФТИ

В 2005 году рост экспортной пошлины и увеличение внутренних цен на нефть привели к снижению привлекательности экспорта нефти. Высвобожденные объемы были направлены для загрузки российских НПЗ Компании и привлеченных российских заводов. Всего на российских заводах было переработано 38,9 млн т нефти (35,6 млн т в 2004 году). Кроме того, в России в 2005 году было продано 0,7 млн т нефти, что почти на 60% меньше по сравнению с 2004 годом. Объем закупок нефти на территории России в 2005 году составил 1,5 млн т (2,8 млн т в 2004 году). Экономический эффект от оперативного реагирования Компании на резкое повышение эффективности поставок нефти на внутренний рынок составил около 150 млн долл.

Экспорт нефти дочерними обществами группы «ЛУКОЙЛ» (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) снизился по сравнению с предыдущим годом на 1%, до 45,8 млн т. В том числе в страны дальнего зарубежья было экспортировано 40,1 млн т, в страны ближнего зарубежья – 5,7 млн т. Отгрузки нефти по нефтепроводу «Дружба» в дальнее зарубежье были увеличены по сравнению с 2004 годом на 21% и составили 16,2 млн т.

Основная часть экспорта в 2005 году осуществлялась через транспортную систему компании «Транснефть» и составила 38,5 млн т, что на 1% меньше по сравнению с 2004 годом. В 2005 году ЛУКОЙЛ использовал также альтернативные схемы поставки, в том числе с использованием инфраструктуры собственных НПЗ. С использованием этих схем поставки в 2005 году экспортировано 7,3 млн т нефти, что на 1,4% меньше уровня 2004 года.

В связи с ростом привлекательности поставок нефти на внутренний рынок были существенно сокращены поставки с использованием инфраструктуры собственных НПЗ и наливных эстакад компании «Транснефть». В частности, поставки нефти в Китай были постепенно снижены с 250 тыс. т ежемесячно до нуля. Поставки нефти в порт Высоцк, доходившие в апреле – мае до 385 тыс. т в месяц, были снижены до 200 тыс. т в июне. С августа 2005 года поставки нефти через порт Высоцк были прекращены. К концу 2005 года поставки нефти на экспорт с использованием инфраструктуры собственных НПЗ Компании и наливных эстакад компании «Транснефть» были полностью прекращены из-за их низкой эффективности. В результате в 2005 году объем этих поставок составил 4,5 млн т, что на 12,7% меньше по сравнению с предшествующим годом.



Основные направления экспорта нефти группы «ЛУКОЙЛ»

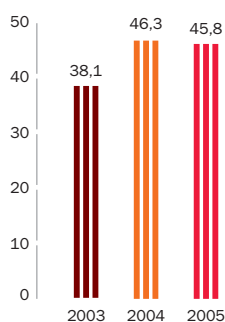


В 2005 году была проведена работа по увеличению эффективности экспортных поставок нефти трубопроводным транспортом. В результате по некоторым направлениям удалось увеличить цену по контрактам на величину до 30 центов на баррель. Это позволило получить дополнительный доход около 25 млн долл.

В результате того, что в начале 2005 года удалось договориться о более эффективной формуле определения цены при поставках на Мажейкяйский НПЗ (Литва), поставки в данном направлении в 2005 году были увеличены в 4,3 раза по сравнению с 2004 годом, до 2,4 млн т.

Используя свою квоту акционера Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), Компания в 2005 году продолжила поставки собственной западно-сибирской и нижневолжской нефти через КТК для последующего экспорта ее через терминал Южная Озереевка. Поставки составили 1,4 млн т, что в 9 раз больше по сравнению с 2004 годом. ЛУКОЙЛ также продолжил экспортировать через КТК свою долю в продукции месторождений Карачаганак, Кумколь и Тенгиз в Казахстане.

Экспорт нефти, млн т



Поставки нефти на зарубежные заводы группы «ЛУКОЙЛ» существенно выросли по сравнению с 2004 годом, что связано с введением в эксплуатацию после реконструкции румынского НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ. Всего на зарубежных заводах (с учетом процессинга на сторонних НПЗ) было переработано 11,2 млн т нефти (9,4 млн т в 2004 году). Кроме того, на международных рынках (включая рынки стран ближнего зарубежья) продано 45,9 млн т нефти, что соответствует уровню 2004 года. Закупки нефти на международных рынках составили 9,4 млн т.

В 2005 году была оптимизирована схема поставок нефти на зарубежные НПЗ Компании по Черному морю за счет создания единой системы мониторинга имеющегося тоннажа и потребностей НПЗ. Данная система позволяет экономить около 1 млн долл. в месяц затрат на фрахт по группе «ЛУКОЙЛ».

Таким образом, суммарный объем поставок нефти группы «ЛУКОЙЛ» в 2005 году составил 96,7 млн т.

В 2005 году Компания продолжила развивать собственные экспортные терминалы, позволяющие существенно сократить транспортные затраты и сделать транспортные схемы более гибкими.

Строительство терминала в порту Высоцк на северо-западе России началось в июне 2002 года. В мае 2004 года была введена в эксплуатацию первая очередь терминала. Уже в 2005 году была построена и введена в эксплуатацию вторая очередь и начались работы по организации строительства третьей. Мощность терминала после введения в эксплуатацию третьей очереди составит 14,9 млн т/год (на начало 2006 года мощность терминала – 10,7 млн т/год). Благодаря завершению дноуглубительных работ в 2005 году терминал способен принимать суда дедвейтом до 80 тыс. т, что позволяет существенно экономить на транспортных издержках. Терминал позволяет отгружать нефть, мазут, вакуумный газойль и дизельное топливо.

В кратчайшие сроки ЛУКОЙЛ построил уникальный объект. Введение в эксплуатацию собственного терминала позволило Компании исключить малоэффективные поставки через порты Прибалтики, значительно увеличить существующие мощности по экспорту нефти и нефтепродуктов и существенно снизить стоимость их транспортировки.

В 2005 году через терминал было отгружено 1,7 млн т нефти, 2,5 млн т вакуумного газойля, 2,7 млн т дизельного топлива. Суммарный объем транспортировки составил 6,9 млн т, что в 4,4 раза больше по сравнению с 2004 годом.

Терминал группы «ЛУКОЙЛ» в порту Светлый был введен в эксплуатацию в 2002 году и используется для отгрузки на экспорт нефтепродуктов и нефти, добываемой группой «ЛУКОЙЛ» в Калининградской области. Мощность терминала составляет 6 млн т/год нефти и нефтепродуктов. Он способен принимать танкеры дедвейтом до 20 тыс. т.

В 2005 году на терминале разработана схема, обеспечивающая увеличение объемов перевалки базовых масел и дизельного топлива. Была осуществлена перевалка 1,5 млн т нефти и 3,1 млн т нефтепродуктов (в том числе 1,6 млн т нефтепродуктов третьих сторон). Объем перевалки через терминал вырос по сравнению с 2004 годом на 18%.

Варандейский терминал на Баренцевом море мощностью 1,5 млн т/год нефти был введен в эксплуатацию в 2000 году. Терминал соединен с береговыми нефтяными резервуарами подводным дюкером, по которому перекачивается нефть. Он позволяет осуществлять круглогодичную отгрузку нефти из Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и поставлять ее на международный рынок, в частности в США. Строительство терминала обосновано ростом добычи нефти в регионе и отсутствием здесь развитой транспортной инфраструктуры.

В 2005 году продолжались работы по расширению терминала до 12 млн т/год. Они должны завершиться к 2008 году. Проект реализуется группой «ЛУКОЙЛ» совместно с ConocoPhillips. В районе острова Варандей велись дноуглубительные работы на новом судоходном пути. Подготовлены технические требования к челночным танкерам, ледоколу и вспомогательному буксиру для вывоза нефти и обслуживания терминала.

После расширения терминал будет принимать танкеры усиленного ледового класса дедвейтом до 70 тыс. т. При этом предусмотрена челночная перевозка нефти от терминала до создаваемого в районе Мурманска рейдового перевалочного комплекса и далее линейными танкерами дедвейтом до 180 тыс. т до Роттердама и Восточного побережья США.

В 2005 году перевалка нефти через Варандейский терминал составила 592 тыс. т, что соответствует уровню 2004 года.

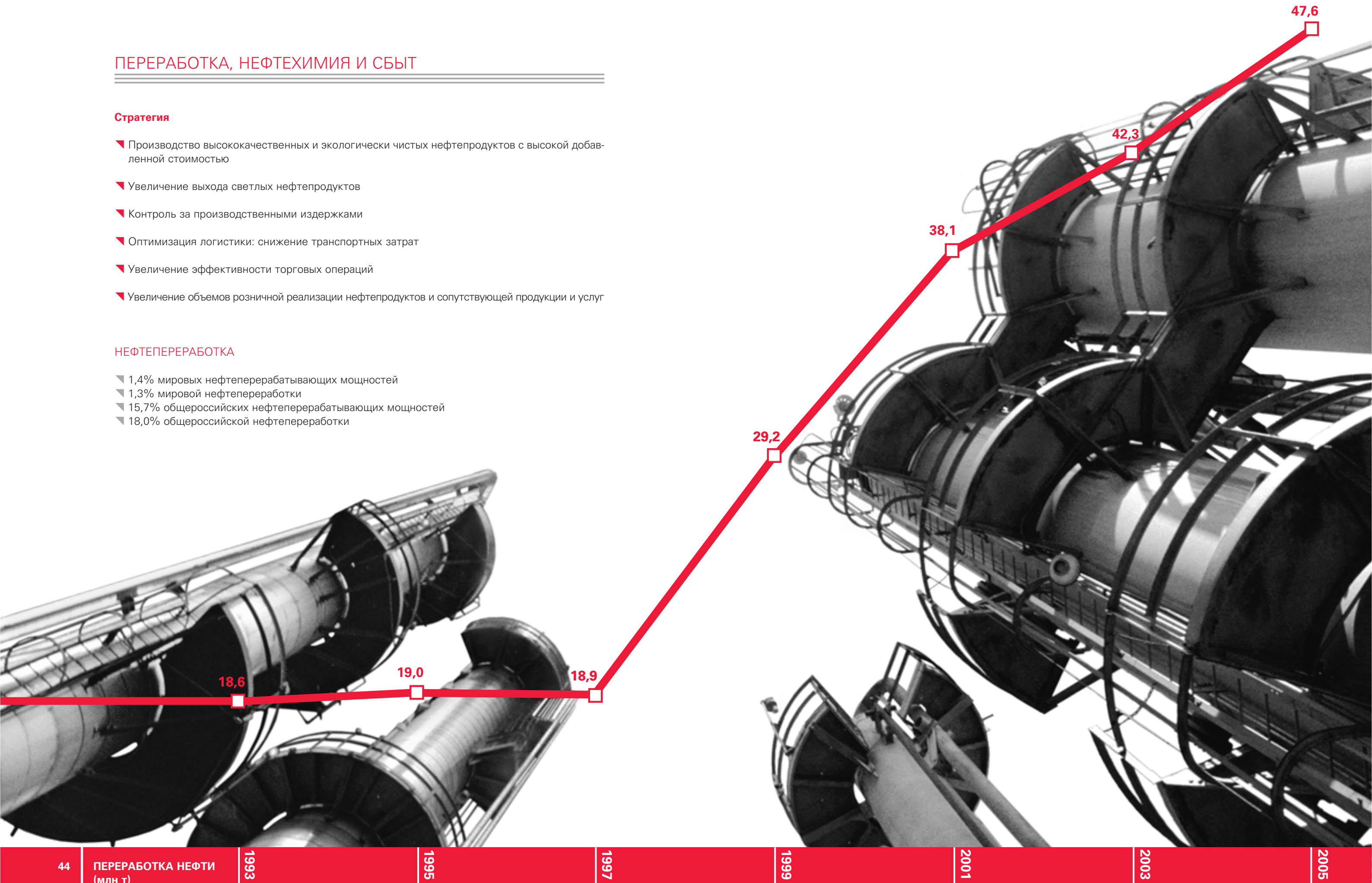
ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ И СБЫТ

Стратегия

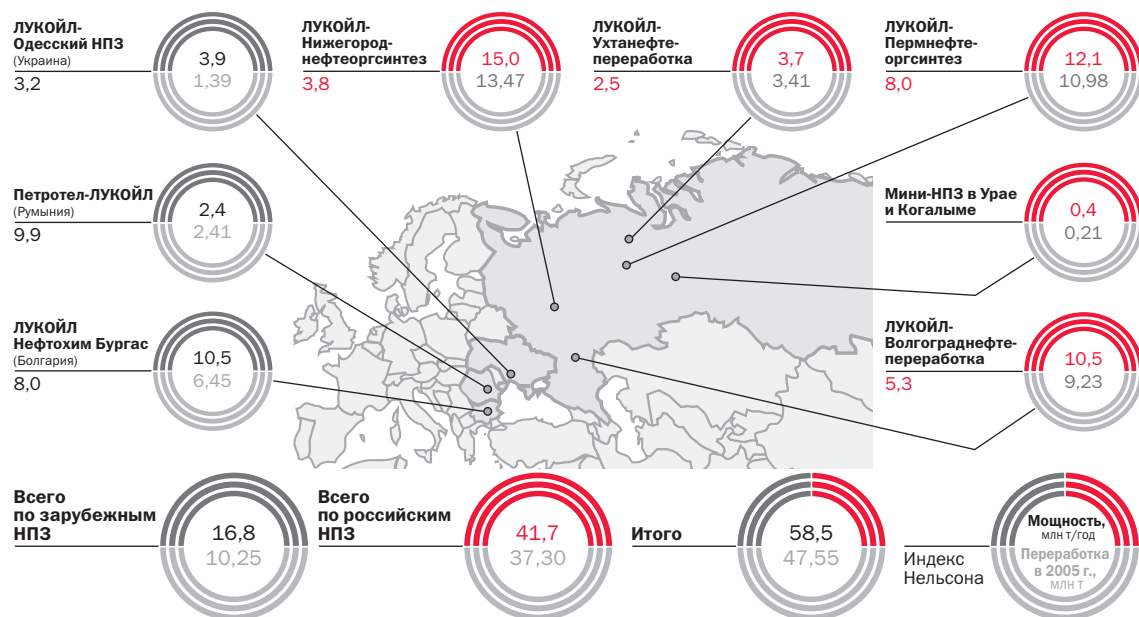
- ▶ Производство высококачественных и экологически чистых нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью
- ▶ Увеличение выхода светлых нефтепродуктов
- ▶ Контроль за производственными издержками
- ▶ Оптимизация логистики: снижение транспортных затрат
- ▶ Увеличение эффективности торговых операций
-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

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

- ▶ 1,4% мировых нефтеперерабатывающих мощностей
- ▶ 1,3% мировой нефтепереработки
- ▶ 15,7% общероссийских нефтеперерабатывающих мощностей
- ▶ 18,0% общероссийской нефтепереработки



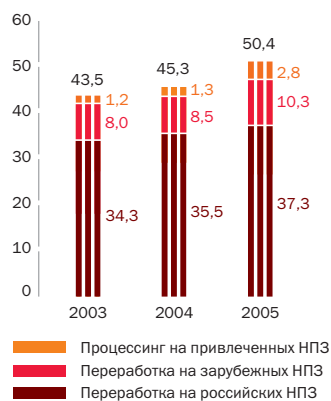
Нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



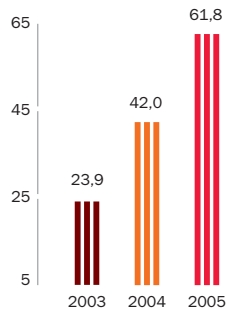
В 2005 году в бизнес-сегменте «Переработка и сбыт» были достигнуты выдающиеся результаты. Чистая прибыль в этом бизнес-сегменте составила 3 059 млн долл. Объем переработки нефтяного сырья вырос на 8,0%, с 44,03 млн т до 47,55 млн т (с учетом процессинга на сторонних НПЗ объем переработки вырос на 11,3%, до 50,4 млн т). Увеличилось производство высококачественных моторных топлив. Это стало результатом осуществляемой Компанией программы реконструкции и модернизации НПЗ, на которую в 2005 году было направлено 412 млн долл.

С 1 января 2005 года в рамках оптимизации бизнес-схемы группы «ЛУКОЙЛ» все НПЗ Компании были переведены с переработки давальческого сырья на покупку сырья и переработку собственной нефти, что позволило повысить эффективность деятельности НПЗ.

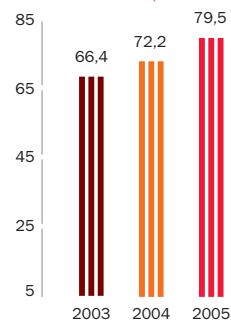
Переработка нефтяного сырья Компанией, млн т



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



Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов, %



Российские заводы

В 2005 году рост экспортной пошлины привел к снижению привлекательности экспорта нефти и росту маржи нефтепереработки внутри России. По этой причине дополнительные объемы нефти были направлены на НПЗ Компании и привлеченные российские заводы.

В результате объем переработки на российских заводах Компании был увеличен на 4,9%, до 37,3 млн т. Кроме того, Компанией были получены квоты на переработку нефти на Уфимском НПЗ, на который было поставлено 1,63 млн т нефти.

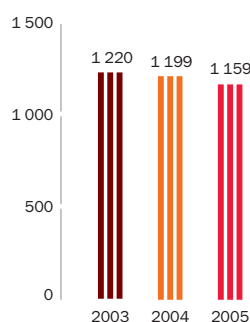
Продолжающаяся модернизация российских НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» позволила увеличить выпуск высококачественного дизельного топлива, отвечающего по своим свойствам самым современным экологическим требованиям (Евро-3, Евро-4 и Евро-5), в 4,1 раза, до 5,2 млн т (50,7% от суммарного выпуска дизельного топлива на российских заводах Компании). В 2005 году ЛУКОЙЛ первым из российских нефтяных компаний начал крупномасштабное производство дизельного топлива ЛУКОЙЛ Евро-4 с улучшенными экологическими характеристиками и выпустил его в широкую продажу. Это топливо соответствует европейским экологическим требованиям для дизельного топлива EN-590:2004, действующим в странах Европейского Союза с 2005 года. Дизельное топливо ЛУКОЙЛ Евро-4 выпускают три НПЗ Компании: Пермский, Нижегородский и Ухтинский. Всего в 2005 году было произведено 3,97 млн т этого топлива. Для полного перехода российских заводов Компании на производство дизтоплива стандарта Евро-4 запланированы строительство второй очереди установки гидроочистки на Волгоградском НПЗ и реконструкция установок гидроочистки на Нижегородском НПЗ.

В 2005 году доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов российскими НПЗ Компании выросла до 68,7% (61,0% в 2004 году). Глубина переработки нефти выросла до 77,3% (75,4% в 2004 году), а выход светлых нефтепродуктов увеличился до 51,1% (50,4% в 2004 году). Капитальные вложения в модернизацию российских НПЗ в 2005 году составили 307 млн долл.

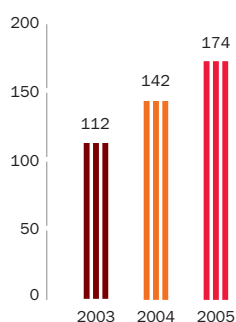
В течение 2005 года российскими НПЗ проводились мероприятия по сокращению операционных затрат и повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности. Среднесписочная численность работников российских НПЗ за 2005 год сократилась на 6,3% по сравнению с 2004 годом. Экономия, полученная от мероприятий по снижению затрат, составила более 37 млн долл.

В августе 2005 года на **Волгоградском НПЗ** была введена в строй первая очередь установки прокалики кокса мощностью 100 тыс. т/год. Капитальные вложения в первую очередь установки составили 18 млн долл. Пуск данного объекта позволил предприятию производить прокаленный кокс вы-

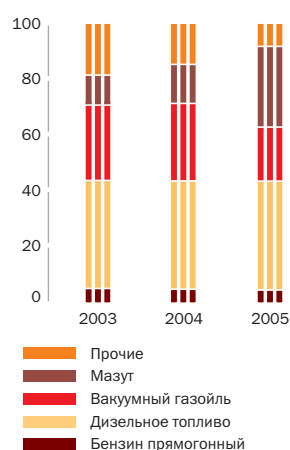
Производство масел, тыс. т



Производство фасованных масел, тыс. т



Структура экспорта нефтепродуктов, %



ЛУКОЙЛ

сокого качества как товарный продукт, непосредственно используемый в производстве алюминия (а не полуфабрикат, подлежащий дальнейшей обработке), а также частично покрыть потребность предприятия в тепловой энергии за счет использования тепла отходящих дымовых газов процесса прокалки. В 2009 году планируется ввод второй очереди установки, в результате чего ее мощность достигнет 280 тыс. т/год и обеспечит прокалку всего объема вырабатываемого кокса.

В 2005 году на заводе продолжилось строительство комплекса каталитического риформинга мощностью 1 млн т/год. Его планируется завершить в 3 квартале 2006 года. Ввод комплекса в эксплуатацию позволит производить дополнительное количество высокооктановых бензинов, спрос на которые растет быстрыми темпами.

В 2005 году была также подготовлена рабочая документация по установке изомеризации. Установку планируется ввести в эксплуатацию в 4 квартале 2007 года. Мощность установки составит 385 тыс. т/год. Строительство данной установки позволит начать выпуск высокооктановых бензинов по спецификациям Евро-3 и Евро-4.

В течение 2005 года специалистами **Пермского НПЗ** был разработан и внедрен ряд мер, направленных на обеспечение стабильной и эффективной работы комплекса глубокой переработки нефти.

В целях увеличения ресурсов сырья для гидрокрекинга была завершена реконструкция вакуумного блока на установке АВТ-4 с реализацией технологии глубоковакуумной перегонки мазута. Ввод блока в эксплуатацию обеспечил получение дополнительного ресурса вакуумного газойля для дозагрузки гидрокрекинга в объеме 240 тыс. т/год.

Кроме этого был введен в эксплуатацию узел подачи присадок в дизельное топливо на установке гидродеароматизации, что обеспечило производство всего объема дизельного топлива в соответствии с европейским стандартом EN-590.

На **Нижегородском НПЗ** в 2005 году было произведено дооборудование установки АТ блоком вакуумной разгонки. Это позволило увеличить выход вакуумного газойля. В результате после ввода в действие висбрекинга гудрона и комплекса каталитического крекинга можно будет в полном объеме обеспечивать сырьем установку гидроочистки вакуумного газойля, входящую в состав комплекса.



В 2005 году велась реконструкция установки каталитического риформинга под процесс изомеризации. Она была завершена в 1 квартале 2006 года и позволила начать выпуск автомобильных бензинов в соответствии со стандартом Евро-3. Эти бензины оптимизированы по плотности, фракционному и углеводородному составу в соответствии с потребностями современных автомобильных двигателей. Они удовлетворяют требованиям самых современных экологических нормативов.

В 2005 году ЛУКОЙЛ приступил к комплексной реконструкции и модернизации Нижегородского НПЗ, которые планируется завершить в 2009 году. Общий объем капитальных вложений оценивается примерно в 600 млн долл., которые в основном будут направлены на строительство установок каталитического крекинга, алкилирования и висбрекинга.

В 2005 году велись проектно-изыскательские работы по строительству комплекса глубокой переработки нефти на базе установки каталитического крекинга вакуумного газойля. Комплекс планируется ввести в 2009 году.

В 2005 году на **Ухтинском НПЗ** был введен в строй блок «Рикавери-плас», предназначенный для повышения концентрации водорода на установке гидродепарафинизации. Установка гидродепарафинизации уже в настоящее время способна вырабатывать до 250 тыс. т/год арктического дизельного топлива. Кроме того, блок «Рикавери-плас» позволяет извлекать из водородсодержащего газа до 13 тыс. т/год высокооктанового легкого риформата (фракции C_4-C_5), являющегося ценным компонентом при компаундировании автомобильных бензинов.

В 2005 году велось строительство второй очереди комплекса железнодорожной эстакады слива нефти и налива темных нефтепродуктов. Строительство планируется завершить в 3 квартале 2006 года. Мощность эстакады составляет 4 млн т/год.

Проводилось также техническое перевооружение установки каталитического риформинга, которое будет завершено в 3 квартале 2006 года и позволит снизить себестоимость производства бензинов.



Зарубежные заводы

В 2005 году на зарубежных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» было переработано 10,25 млн т нефтяного сырья (в том числе 273 тыс. т мазута), что на 1,77 млн т или на 20,9% выше уровня предыдущего года.

Глубина переработки нефти в среднем по заводам увеличилась до 77,5% (70,5% в 2004 году). Выход светлых нефтепродуктов в среднем по заводам составил 60,9% (56,3% в 2004 году). Безвозвратные потери по зарубежным заводам снизились с 1,20% в 2004 году до 1,07% в отчетном, что позволило сэкономить около 5 млн долл. Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автомобильных бензинов в 2005 году выросла до 98,6% (97,3% в 2004 году). Такая динамика обеспечена прежде всего вводом в эксплуатацию в конце 2004 года НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ (Румыния) после проведенной на нем комплексной реконструкции. Капитальные вложения в модернизацию зарубежных НПЗ составили в 2005 году 105 млн долл., инвестиции – 66 млн долл.

На **НПЗ в Бургасе (Болгария)** проведена реконструкция регенератора установки каталитического крекинга. Это привело к нормализации теплового баланса и повышению отбора целевых фракций. Была введена в эксплуатацию система изменения структуры топлива ТЭЦ в зависимости от рыночных цен на котельное топливо и природный газ. С января 2005 года на заводе начато производство дизельного топлива и автобензинов с содержанием серы не более 50 ppm в соответствии со стандартом Евро-4.

На **Одесском НПЗ** в 2005 году была завершена реконструкция установки ЭЛОУ-АВТ, в результате чего ее мощность возросла до 2,4 млн т/год. Безвозвратные потери нефти снизились по сравнению с 2004 годом до 0,69%, что позволило сэкономить около 300 тыс. долл. В соответствии с интеграционной схемой глубокой переработки нефти на предприятиях зарубежного блока с Одесского НПЗ (Украина) было поставлено 273 тыс. т мазута на НПЗ в Бургасе. Эти операции позволяют достигать существенного синергетического эффекта при использовании производственных мощностей украинского и болгарского НПЗ в единой производственной цепочке.

С июля 2005 года НПЗ был закрыт на широкомасштабную реконструкцию. Основу проекта составляет строительство комплекса каталитического крекинга и энергоблока. Общий объем инвестиций оценивается в 320 млн долл. Модернизацию предприятия планируется провести за 5 лет. В результате при сохранении мощности по переработке нефти на уровне 2,8 млн т/год снизится выход мазута и увеличится производство продуктов с высокой добавленной стоимостью.

НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ, открытый после трехлетней реконструкции в конце 2004 года, в отчетном году вышел на проектные показатели эффективности. Выход светлых нефтепродуктов увеличился до 75,5% (68,5% в 2000 году), глубина переработки нефти – до 94,9% (86,7% в 2000 году), безвозвратные потери сократились до 0,93% (2,06% в 2000 году). В зависимости от потребностей рынка завод производит дизельное топливо и бензин только по стандартам Евро-3 и Евро-4.

В 2005 году для повышения качества продукции и экономии сырья на заводе был произведен монтаж системы осушки сырья с молекулярным ситом на установке изомеризации. Была произведена также инжекция присадок дожига и увеличения октанового числа в катализатор установки каталитического крекинга с целью стабилизации работы установки и увеличения на один пункт октанового числа бензина каталитического крекинга.

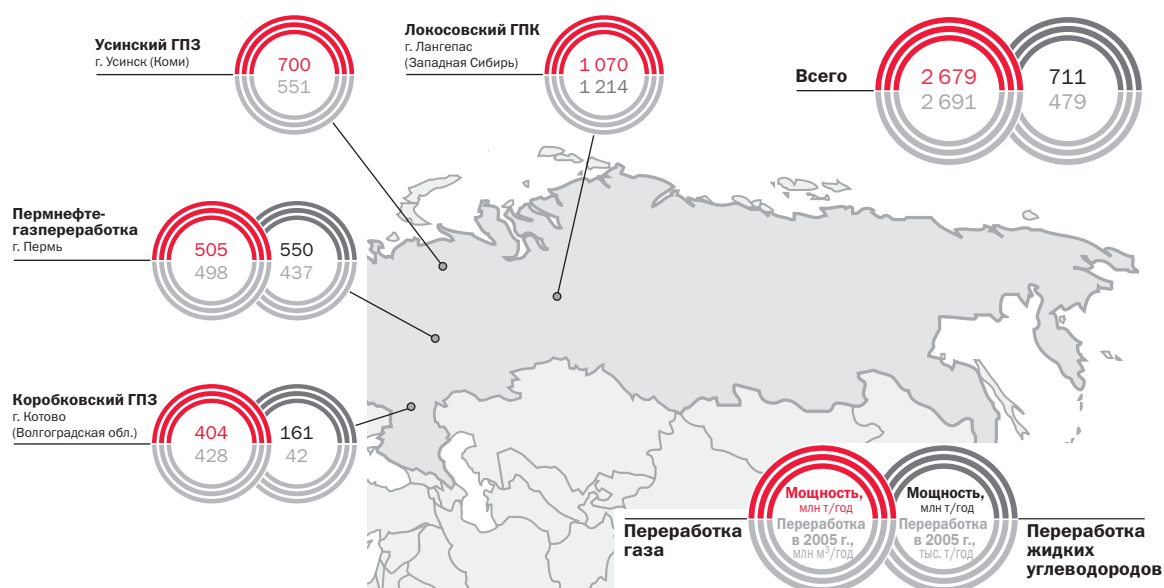
ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

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

В 2005 году газоперерабатывающими заводами группы «ЛУКОЙЛ» переработано 2 691 млн м³ газового сырья и 479 тыс. т широкой фракции легких углеводородов. Выработано 2 192 млн м³ газовой продукции, 574 тыс. т сжиженных газов и 517 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции, широкая фракция легких углеводородов).

В 2005 году введена в строй эстакада налива широкой фракции легких углеводородов на Локосовском газоперерабатывающем комбинате. Это позволило догрузить ООО «Пермнефтегазпереработка» дополнительным сырьем.

Газоперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



НЕФТЕХИМИЯ

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

Предприятия нефтехимии группы «ЛУКОЙЛ»

Предприятия нефтехимии

ООО «Саратоворгсинтез»

г. Саратов (Россия)
Производство нитрила
акриловой кислоты
и другой продукции
органического синтеза

ООО «Ставролен»

г. Буденновск
(Ставропольский край,
Россия)
Производство полиэтилена
и другой продукции

ООО «Карпатнефтехим»

г. Калуш (Украина)
Производство полиэтилена,
винилхлорида
и другой продукции

НПЗ с нефтехимическими производствами

ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас

г. Бургас (Болгария)
Производство
полимеров
и продукции
органического синтеза

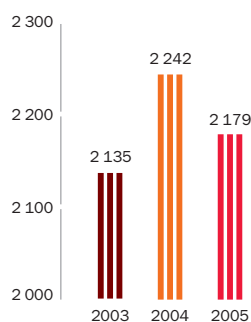


За 2005 год на нефтехимических предприятиях группы «ЛУКОЙЛ» произведено 1,8 млн т товарной продукции, в том числе 402 тыс. т полиэтилена (на 8% больше по сравнению с 2004 годом), 53 тыс. т винилацетата (на 30% больше по сравнению с 2004 годом), 128 тыс. т нитрила акриловой кислоты (на 9% больше по сравнению с 2004 годом). Кроме того, на болгарском НПЗ «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» выработано 372,5 тыс. т нефтехимической продукции, в том числе 181,6 тыс. т продукции органического синтеза и 179,7 тыс. т полимеров, включая 68,2 тыс. т полиэтилена высокого давления.

В 2005 году инвестиционные расходы на новое строительство, модернизацию и техническое перевооружение действующего нефтехимического производства составили 77 млн долл. Чистая прибыль нефтехимического сектора составила 122 млн долл. В рамках реализации стратегии развития нефтехимического сектора группы «ЛУКОЙЛ» были начаты реализация инвестиционных проектов на действующих предприятиях Компании и работа над несколькими крупными перспективными проектами.

На ООО «Карпатнефтехим» введена в эксплуатацию установка гидрирования фракции C_4-C_5 мощностью 90 тыс. т/год, позволяющая существенно увеличить выход целевого продукта.

Производство нефтехимической продукции, тыс. т



В 2005 году ЛУКОЙЛ возобновил строительство полипропиленового производства на нефтехимическом комплексе ООО «Ставролен», прерванное в 1995 году в связи с прекращением государственного финансирования. Установка по производству полипропилена проектной мощностью 120 тыс. т/год должна быть введена в эксплуатацию в 2006 году. Эта установка является первым объектом такого рода в составе нефтехимического комплекса Компании. Стоимость проекта – 140 млн долл.

На ООО «Саратоворгсинтез» начата подготовка к строительству комплекса по производству цианида натрия мощностью 15 тыс. т/год. Стоимость проекта – 24 млн долл. Ввод в эксплуатацию намечен на 2007 год.

На ООО «Карпатнефтехим» начато проектирование строительства производства хлора и каустической соды. Современная мембранная технология получения каустика позволит получать до 200 тыс. т/год каустической соды. Стоимость проекта – около 100 млн долл. Ввод в эксплуатацию намечен на 2007 год.

Рассматривается возможность строительства современного производства поливинилхлорида мощностью 300 тыс. т/год на ООО «Карпатнефтехим». Интеграция этого производства с производством винилхлорид мономера значительно повысит общую эффективность производства.

Одним из основных проектов, который планируется реализовать в ближайшие годы, является строительство Каспийского газохимического комплекса. Он будет использовать ресурсы природного газа и газового конденсата, добываемого группой «ЛУКОЙЛ» на шельфе Каспийского моря. Этот проект нацелен на увеличение добавленной стоимости при углублении переработки газового сырья, максимально эффективную химическую переработку этана, ШФЛУ и газового конденсата, на комплексную переработку природного газа и его компонентов в продукты основного органического синтеза, полиэтилен, полипропилен и другую нефтехимическую продукцию. В 2006 году планируется разработать технико-экономическое обоснование инвестиций в ключевые производственные объекты комплекса.

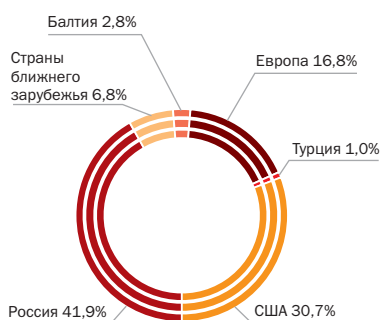
СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Сбытовая сеть Компании охватывает 18 стран мира, включая Россию, страны ближнего зарубежья и государства Европы (Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина, Болгария, Венгрия, Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Сербия, Румыния, Кипр, Турция), а также США, и насчитывает 198 объектов нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 3,03 млн м³ и 5 830 автозаправочных станций (включая франчайзинговые).

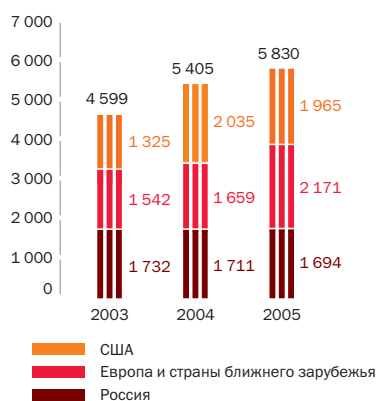
В 2005 году розничные продажи значительно увеличились: через собственные АЗС Компании было реализовано 10,7 млн т нефтепродуктов, что на 29,7% больше, чем в 2004 году. Рост реализации был достигнут как за счет экспансии на розничном рынке, так и за счет роста реализации на одну АЗС.

В сектор сбыта в 2005 году было инвестировано 907 млн долл., которые были направлены в основном на приобретение и строительство автозаправочных станций (643 АЗС), а также на реконструкцию действующих активов (232 АЗС).

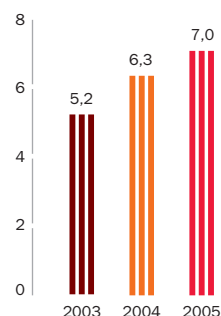
Структура реализации нефтепродуктов Компанией (опт и розница, 2005)



Сеть АЗС Компании (собственные, арендованные и франчайзинг, на 01.01.2006), шт.



Среднесуточная реализация нефтепродуктов с 1 АЗС Компании, т/сут



ЛУКОЙЛ

На экспорт в ближнее и дальнее зарубежье в 2005 году было отгружено 16,6 млн т нефтепродуктов, в том числе 0,59 млн т масел. Основным видом транспортировки нефтепродуктов на экспорт остается железнодорожный транспорт. В структуре экспорта на долю перевозок нефтепродуктов железнодорожным транспортом пришлось 75,5%.

Россия

Розничная сеть Компании в России включает 1 694 АЗС (в том числе франчайзинговые) и 141 объект нефтебазового хозяйства с резервуарной емкостью 1,85 млн м³. Автозаправочные станции и нефтебазы оперируются 9 организациями нефтепродуктообеспечения (НПО), осуществляющими свою деятельность в 60 субъектах РФ.

Объем реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке за 2005 год составил 19,97 млн т, через розничную сеть АЗС Компании было реализовано 3,55 млн т (на 29,4% больше, чем в 2004 году).

Инвестиции в российский сектор торговли и сбыта составили 374 млн долл.: в том числе было построено 35 новых АЗС, реконструировано 40 АЗС, приобретена 71 АЗС. Кроме того, была построена одна нефтебаза и приобретены две нефтебазы, велись реконструкция и модернизация нефтебазового хозяйства.

В рамках проводимой программы оптимизации сбытовой сети в 2005 году были выведены из эксплуатации (проданы, ликвидированы, законсервированы, переданы в аренду) 26 объектов нефтебазового хозяйства и 61 АЗС. В результате среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС возросла на 19% и достигла 7,6 т/сут.

Внедряемая Компанией сеть заправки автотранспорта по единой топливной карте «ЛИКард» за 2005 год расширилась на 10,4% и по состоянию на 1 января 2006 года охватывала 1 967 АЗС. Количество находящихся в обращении карт возросло почти в три раза и достигло 592 тыс. штук. По ним было реализовано свыше 1 083 тыс. т нефтепродуктов (на 71,1% больше, чем в 2004 году).



Зарубежье

Розничная сеть Компании за рубежом в 2005 году значительно расширилась. На территории стран ближнего зарубежья и Европы было построено и приобретено 537 АЗС и дизельных точек и реконструировано 192 АЗС.

В 2005 году ЛУКОЙЛ приобрел финские компании Oy Teboil Ab и Suomen Petrooli Oy, в результате чего получил единоличный контроль над этими компаниями. Сумма сделки составила 160 млн долл. Основными видами деятельности Oy Teboil Ab и Suomen Petrooli Oy являются управление сетью из 289 АЗС и 132 дизельных точек (отдельно стоящие наземные емкости и колонки по продаже дизельного топлива), оптовая продажа нефтепродуктов, а также производство и продажа масел.

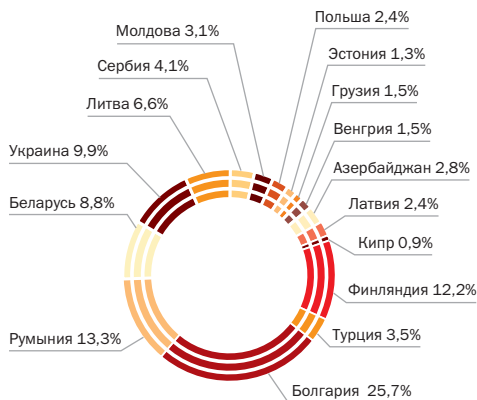
В марте 2005 года ЛУКОЙЛ приобрел 15 АЗС австрийской компании АВА в Венгрии. Таким образом, общее количество АЗС группы «ЛУКОЙЛ» в этой стране достигло 26 единиц, что несколько превышает 3-процентную долю розничного рынка Венгрии.

По итогам года зарубежная группа предприятий Компании в Европе, странах ближнего зарубежья и США имеет в своем составе 57 нефтебаз с резервуарной емкостью 1,18 млн м³ и 4 136 АЗС. В 2005 году в рамках проводимой оптимизации сети АЗС среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС в Европе и странах ближнего зарубежья возросла на 11% и достигла 4,9 т/сут. В США реализация на одну АЗС составила 8,4 т/сут.

Объем реализации нефтепродуктов на международных рынках в 2005 году составил 56,67 млн т, в том числе через розничную сеть АЗС Компании было реализовано 7,12 млн т (на 29,9% больше, чем в 2004 году).

Инвестиции в развитие международного сектора торговли и сбыта группы «ЛУКОЙЛ» составили в 2005 году 533 млн долл.

Структура реализации нефтепродуктов зарубежными региональными сбытовыми организациями Компании в Европе и СНГ (опт и розница, 2005)



МЕЖДУНАРОДНАЯ ТОРГОВЛЯ

Компания «ЛИТАСКО» (LUKOIL International Trading and Supply Company) была создана в 2000 году в качестве единого оператора международной торговли группы «ЛУКОЙЛ», осуществляющего все поставки и трейдинговые операции за пределами России. Перевод всех экспортных операций на единую компанию позволил упростить схемы экспорта, оптимизировать экспортные потоки и обеспечить прозрачность экспорта нефти и нефтепродуктов. ЛИТАСКО последовательно увеличивает прибыльность торговых операций за счет оптимизации системы управления каналами поставок группы «ЛУКОЙЛ» и увеличения объемов торговли с третьими лицами.

Представительства ЛИТАСКО расположены в 14 различных странах мира с ключевыми торговыми офисами в Швейцарии, США, Германии, Нидерландах, Швеции, ОАЭ и Сингапуре. Для осуществления торговой деятельности ЛИТАСКО имеет в наличии морской флот, состоящий из 25 танкеров. Бизнес компании «ЛИТАСКО» может быть разделен на три основных вида деятельности.

Экспортные продажи нефти и нефтепродуктов группы «ЛУКОЙЛ»

ЛИТАСКО осуществляет продажи нефти и нефтепродуктов группы «ЛУКОЙЛ» потребителям за пределами России. Основные объемы экспорта проходят через порты Балтийского и Черного морей, а также через трубопроводную систему «Дружба». Исторически регионы продаж находятся в Центральной, Восточной и Северной Европе, в бассейнах Черного и Средиземного морей. В последние два года, опираясь на сильные коммерческие позиции в Европе, ЛИТАСКО начала направлять все возрастающие объемы экспорта и на более отдаленные рынки, такие, как США и Китай. В течение этого периода ЛИТАСКО значительно увеличила долю продаж напрямую конечным потребителям – нефтеперерабатывающим и сбытовым компаниям.

Поставки зарубежным компаниям группы «ЛУКОЙЛ»

ЛИТАСКО обеспечивает поставки зарубежным компаниям Группы, в том числе на НПЗ в Болгарии и Румынии. Для достижения максимальной эффективности на НПЗ направляется сырье, оптимально соответствующее конфигурации и производственным потребностям заводов.



Торговые операции с третьими лицами

ЛИТАСКО осуществляет международные торговые операции с третьими лицами из офиса в Женеве и через сеть своих дочерних предприятий и представительств за рубежом. Трейдинговые операции ЛИТАСКО составили в 2005 году около 35% от общего объема торговли ЛИТАСКО. Этот вид деятельности способствует увеличению эффективности экспортных торговых операций и создает дополнительную прибыль.

Партнерами ЛИТАСКО являются более двух тысяч различных поставщиков и покупателей, в том числе все ведущие мировые нефтяные корпорации. Экспансия ЛИТАСКО на новые рынки в Центральной Америке, Китае и на Ближнем Востоке сделала ЛУКОЙЛ одной из ведущих нефтяных торговых компаний в мире.

В 2005 году группа «ЛУКОЙЛ» экспортировала через компанию «ЛИТАСКО» 40,0 млн т нефти и 19,7 млн т нефтепродуктов. Закупки компании «ЛИТАСКО» у третьих лиц составили 10,8 млн т нефти и 20,9 млн т нефтепродуктов. Поставки предприятиям группы «ЛУКОЙЛ» достигли уровня 10,4 млн т нефтепродуктов, а продажи третьим лицам – 81,0 млн т. Чистая прибыль ЛИТАСКО за 2005 год составила 211 млн долл.



ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

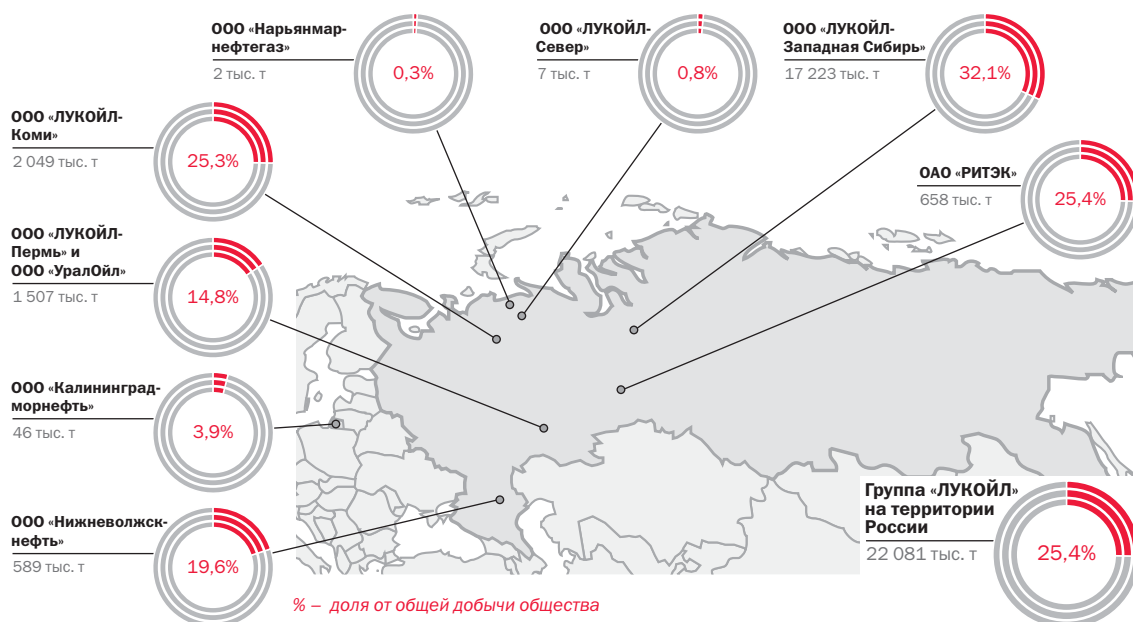
В настоящее время значительная часть запасов группы «ЛУКОЙЛ» характеризуется высокой степенью выработки и ростом обводнения добываемой продукции. Применение методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) позволяет существенно увеличить извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлечь в промышленную разработку высоковязкие нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений.

Ежегодно на месторождениях Компании осуществляется более 5 000 операций по воздействию на продуктивные пласты физическими, химическими, гидродинамическими и тепловыми методами, обеспечивающими увеличение коэффициента нефтеизвлечения. В целом по Компании за 2005 год было выполнено 5 052 операции ПНП. Дополнительная добыча нефти от них составила 22,1 млн т, что на 6,3% больше, чем в 2004 году. В целом по Компании доля дополнительной добычи нефти за счет повышения нефтеотдачи пластов составила 25,4% от общей добычи нефти. Это соответствует принятой в ОАО «ЛУКОЙЛ» концепции по обеспечению уровней добычи за счет методов ПНП не менее 20% от общей добычи.

Основной объем дополнительной добычи получен за счет применения физических методов. На их долю пришлось 14,1 млн т, или 63,9% от общей добычи за счет применения технологий ПНП. В структуре физических методов основная доля добычи (87,4%) приходится на гидроразрыв пласта.



Эффект от применения методов повышения нефтеотдачи пластов в России



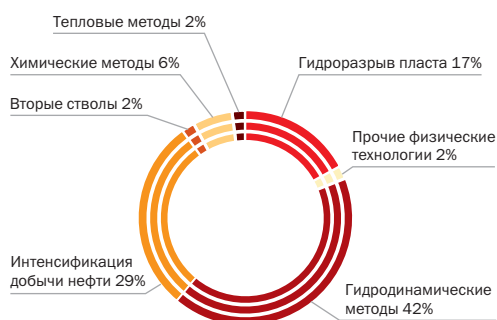
Высокоэффективным методом ПНП является бурение боковых стволов на существующих скважинах. В 2005 году в эксплуатацию введено 102 боковых ствола со средним приростом дебита нефти 25 т/сут и дополнительной добычей 427 тыс. т по сравнению с 63 стволами в 2004 году.

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

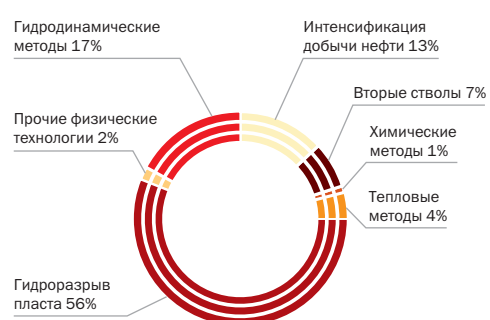
В результате проведенных капитальных ремонтов скважин в 2005 году дополнительный суточный дебит по Компании увеличился на 18 317 т/сут (рост около 3% по сравнению с 2004 годом). Комплекс проведенных мероприятий позволил довести суммарную дополнительную добычу до 4,6 млн т. Экономический эффект при этом составил около 470 млн долл.

В отчетном году в Компании продолжено формирование многоуровневой системы мониторинга разработки месторождений с использованием геолого-технологических моделей. В настоя-

Структура методов ПНП, использованных группой «ЛУКОЙЛ» (2005)



Доля добычи от примененных технологий ПНП (2005)



щее время на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на базе геолого-технологических моделей отрабатывается технология выполнения мини-проектов по оптимизации разработки приоритетных участков крупных месторождений.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Реализация программы энергосбережения в Компании позволила сэкономить 344 млн кВт·ч электроэнергии, 43 тыс. Гкал тепловой энергии и 7,5 тыс. т котельно-печного топлива, что эквивалентно 12,7 млн долл.

Собственные электростанции ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «Пермнефтегазпереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ-Север» обеспечили производство 147,9 млн кВт·ч, или 1,6% всех потребностей Компании в электроэнергии на производственное потребление.

Внедряемая во всех дочерних обществах Компании автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии на базе оборудования ООО «АББ Автоматизация» позволит за счет повышения точности учета и дифференцированного расчета по трем тарифным зонам в течение суток снизить затраты на приобретение топливно-энергетических ресурсов на 3–5%. В 2005 году сданы в промышленную эксплуатацию автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» и ООО «Пермнефтегазпереработка». Таким образом, выполнена главная задача по обеспечению качественного учета электроэнергии и перехода на тарифы, дифференцированные по временным зонам, а также обеспечена техническая возможность для вывода обществ на оптовый рынок электроэнергии.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

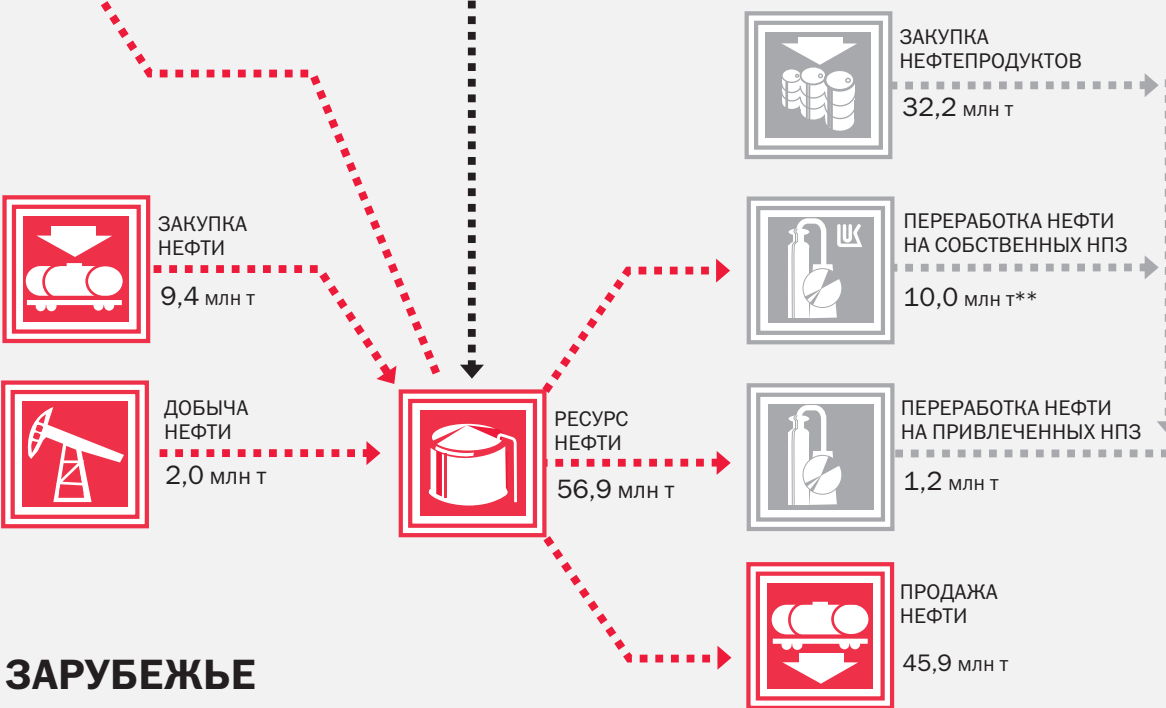
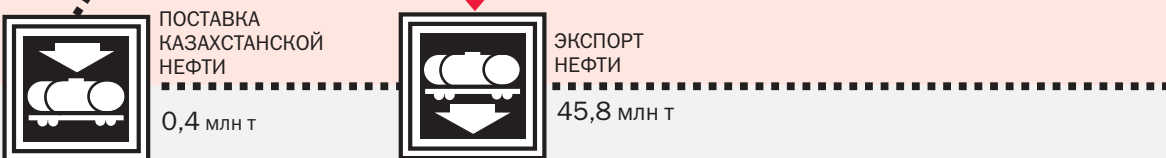
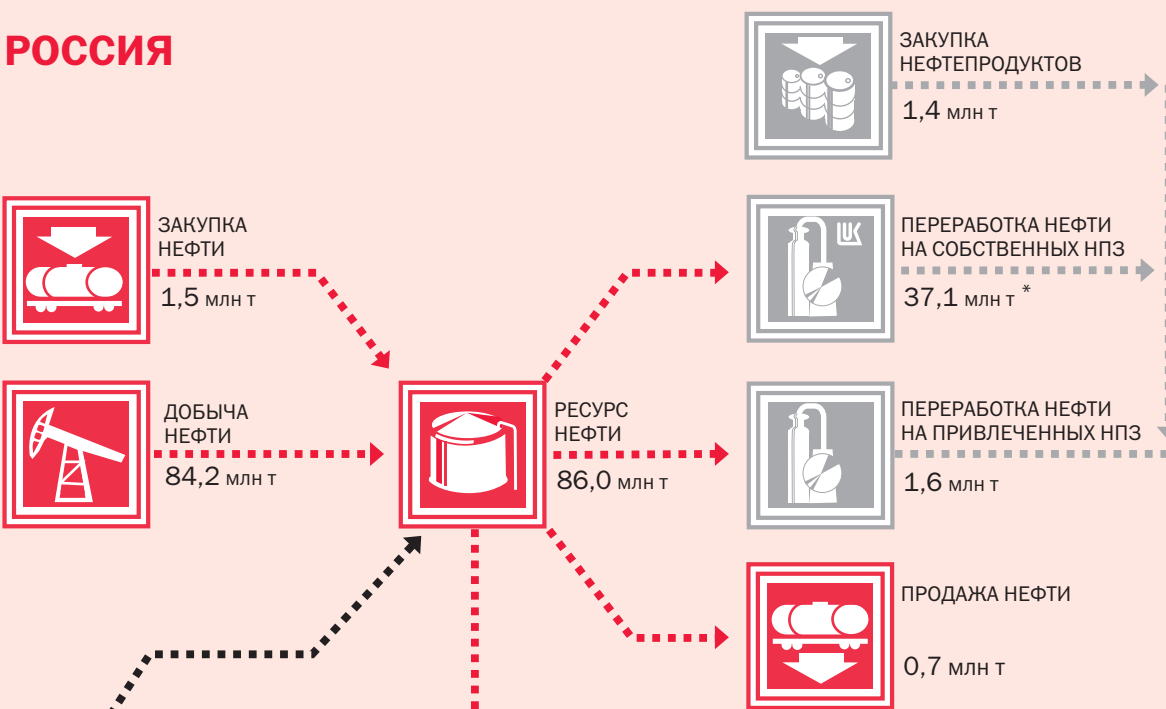
Для совершенствования системы принятия управленческих решений и автоматизации управленческого учета в Компании с 2001 года внедряется интегрированная система управления (ИСУ) на базе SAP R/3. В 2005 году промышленная эксплуатация ИСУ осуществлялась на предприятиях нефтегазодобычи (ЛУКОЙЛ-Пермь, ЛУКОЙЛ-Коми), нефтепереработки (ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез, ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас) и сбыта (ЛИТАСКО). Идет подготовка к тиражированию системы и на других предприятиях в данных секторах. Ведутся также работы по дальнейшему внедрению ИСУ в головной компании. Таким образом, разрабатываемые и внедряемые элементы ИСУ охватывают все сферы деятельности группы «ЛУКОЙЛ» – добычу, переработку нефти и газа, сбыт продукции.

В отчетном году была произведена модернизация системы защиты информации ОАО «ЛУКОЙЛ» и введена в действие первая очередь системы централизованного мониторинга информационных ресурсов. Была разработана Программа по обеспечению непрерывности бизнеса ОАО «ЛУКОЙЛ» в соответствии с Планом мероприятий по развитию информационно-технологического обеспечения.

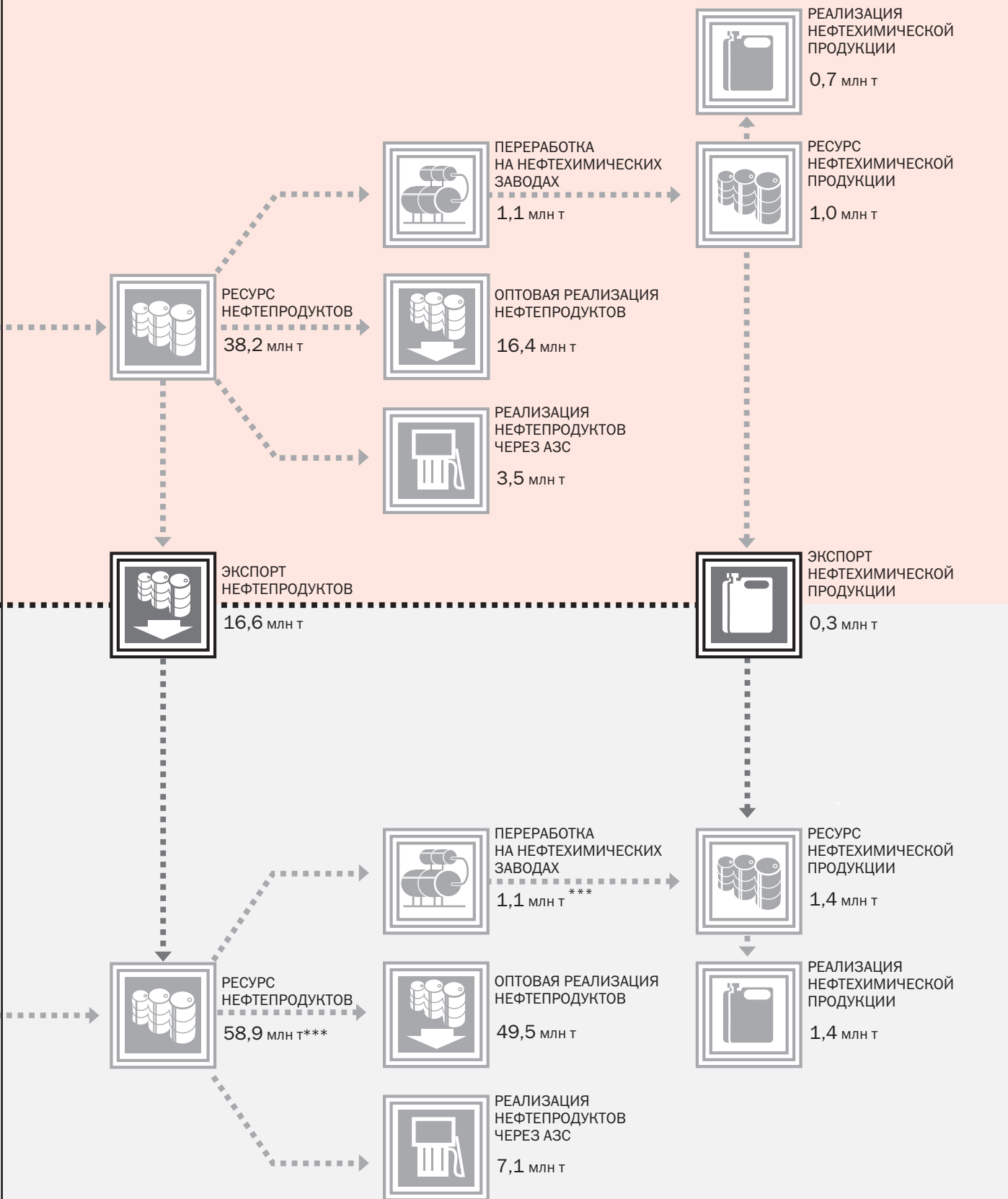
В целях сбалансированного управления деятельностью в среднесрочной перспективе планируется перейти от проектов по отдельным направлениям бизнеса к разработке и внедрению глобального решения ИСУ и системы мониторинга информационной инфраструктуры.

ТОВАРНЫЙ БАЛАНС ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» (2005)

РОССИЯ



ЗАРУБЕЖЬЕ



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

* Без учета переработки нефти на мини-НПЗ.
** Без учета переработки мазута на НПЗ в Бургасе.
*** С учетом нефтехимической продукции, выработанной на НПЗ в Бургасе.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В своей деятельности ЛУКОЙЛ руководствуется высочайшими стандартами охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Компания полностью осознает свою ответственность перед обществом за сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование ресурсов. Поэтому мы стремимся повышать уровень промышленной и экологической безопасности производственных объектов и снижать их негативное воздействие на природу. Кроме того, с целью повышения эффективности деятельности и уменьшения техногенной нагрузки на природу ЛУКОЙЛ проводит политику рационального использования природных ресурсов, вовлекаемых в производство, а также находящихся в регионах деятельности Компании.

В 2005 году ЛУКОЙЛ проводил планомерную работу по обеспечению экологической безопасности деятельности в полном соответствии с требованиями национального законодательства и международными стандартами в области охраны окружающей среды. Значительные усилия Компании были направлены также на повышение качества выпускаемой продукции, которая теперь отвечает самым современным экологическим требованиям.

Природоохранная деятельность Компании осуществляется в соответствии с «Системой управления охраной окружающей среды ОАО «ЛУКОЙЛ». Эта система сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001. В 2005 году Компания прошла надзорный аудит и осуществила переход на новую редакцию международного стандарта ISO 14001:2004.

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

В 2005 году:

- ▼ вступил в силу ратифицированный Российской Федерацией международный Киотский протокол, ограничивающий эмиссию парниковых газов в атмосферу
- ▼ Правительство РФ утвердило новые нормативы платы за загрязнение окружающей среды. Ставки по отдельным пунктам возросли в десятки раз, в частности за выбросы метана в атмосферу – в 1 000 раз
- ▼ внесены изменения в законодательство, в соответствии с которыми существенно увеличился размер штрафных санкций за нарушение природоохранного законодательства. Было санкционировано также право административного приостановления деятельности нарушителя на срок до девяноста суток
- ▼ Государственная Дума рассматривает Экологический кодекс РФ, который предусматривает увеличение размера материальной ответственности за экологические правонарушения и ужесточение природоохранных требований
- ▼ ухудшение состояния атмосферы в ряде субъектов РФ вынуждает местные власти вводить законодательные и административные ограничения на реализацию экологически небезопасных топлив
- ▼ продолжает усиливаться активность национальных и международных общественных экологических движений и организаций, возросло их влияние на процессы принятия экономических решений

Практически завершено выполнение Программы сертификации дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» на соответствие требованиям международных стандартов в области управления качеством (ISO 9000), охраны окружающей среды (ISO 14001), промышленной безопасности и охраны труда (OHSAS 18001).

В отчетном году Компания осуществляла дальнейшую реализацию Программы экологической безопасности предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2004–2008 годы. Программа содержит более 400 природоохранных мероприятий стоимостью около 1,2 млрд долл. На выполнение мероприятий по обеспечению экологической безопасности в 2005 году группой «ЛУКОЙЛ» затрачено около 320 млн долл., в том числе капитальные вложения в объекты природоохранного назначения составили более 160 млн долл.

В результате целый ряд показателей по воздействию предприятий Компании на окружающую среду оказался меньше средних по отрасли в России, а по отдельным показателям Компания стала лучшей.

В 2005 году в поле зрения международных общественных организаций (в том числе Комитета по экологии Парламентской Ассамблеи Совета Европы, Комитета всемирного наследия ЮНЕСКО) продолжали оставаться вопросы безопасной эксплуатации Кравцовского месторождения на шельфе Балтийского моря. Представители Компании принимали непосредственное участие в работе Смешанной Российско-Литовской комиссии по сотрудничеству в области охраны окружающей среды, а также в созданных этой комиссией рабочих группах. Участие Компании позволило достичь значительных успехов в обсуждении следующих проектов:

- ▼ проект соглашения между Правительством РФ и Правительством Литовской Республики о сотрудничестве в борьбе с загрязнением Балтийского моря;

- проект совместного Плана чрезвычайных мер на случай загрязнения в Балтийском море;
- проект программы мониторинга окружающей природной среды российской и литовской частей Балтийского моря.

В целом было получено подтверждение отсутствия негативного воздействия работы платформы на окружающую среду, и деятельность ОАО «ЛУКОЙЛ» в данном регионе получила одобрение международного сообщества.

В отчетном году ОАО «ЛУКОЙЛ» полностью выполнило Корпоративную программу работ по экологической реабилитации загрязненных территорий и предотвращению аварийных разливов нефти в Республике Коми на 2000–2005 годы. Основной задачей Программы являлись ликвидация последствий аварийных разливов нефти в 1994 году и снятие статуса «зоны экологического бедствия» с ряда территорий Усинского района Республики Коми. В период 2000–2005 годов ЛУКОЙЛ направил более 155 млн долл. на выполнение природоохранных мероприятий в Республике Коми. В 2004 году с зоны аварии 1994 года был снят статус «зоны экологического бедствия».

Понятно, что улучшению экологической обстановки в значительной степени способствуют совершенствование технологии и расширение выпуска высококачественной продукции. Поэтому около 30% всех капитальных затрат Компании направлены в бизнес-сегмент «Переработка и сбыт». Значительная часть инвестиций вкладывается в организацию производства экологически чистых видов топлива.

ЛУКОЙЛ первым из российских нефтяных компаний начал крупномасштабное производство дизельного топлива ЛУКОЙЛ Евро-4 с улучшенными экологическими характеристиками и выпустил его в широкую продажу. Это топливо соответствует европейским экологическим требованиям для дизельного топлива EN-590:2004, действующим в странах Европейского Союза с 2005 года. Помимо продления срока службы двигателя и экономии топлива, использование дизельного топлива ЛУКОЙЛ Евро-4 приводит к снижению выбросов канцерогенных веществ в атмосферу более чем в 2 раза. Согласно генеральной схеме развития российских НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» объемы производства дизельного топлива в соответствии со стандартом Евро-4 к 2010 году могут составить более 10 млн т/год.

ОАО «ЛУКОЙЛ» приняло решение о начале широкомасштабной реконструкции и модернизации Одесского и Нижегородского НПЗ. Эти проекты направлены на улучшение технико-экономических показателей предприятий, достижение качества выпускаемых нефтепродуктов в соответствии со стандартами Евро-3 и Евро-4 и снижение техногенной нагрузки на окружающую среду.

Мы стремимся поддерживать высокие стандарты защиты окружающей среды и в других областях нашей деятельности. Так, например, в 2005 году ЛУКОЙЛ внедрил международную корпоративную систему веттинг-контроля за техническим состоянием танкеров, фрахтуемых для перевозок нефтегрузов Компании. Веттинг-контроль позволяет производить углубленную инспекцию судна с целью определения его соответствия требованиям безопасности и оценки риска его использования при перевозках нефти и нефтепродуктов морем, а также при производстве грузовых операций на терминалах.

ОАО «ЛУКОЙЛ» уделяет повышенное внимание экологическому аспекту и в рамках сотрудничества с CopocoPhillips. В частности, был принят проект совместного обустройства Южно-Хыльчужского месторождения, которое разрабатывает ООО «Нарьянмарнефтегаз» – совместное предприятие партнеров. Проект основан на принципе минимизации воздействия на окружающую среду, зафиксированном в Политике ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке. При разработке проекта обустройства ис-

пользованы технологические стандарты ConocoPhillips. Предлагаемый к реализации вариант устройства месторождения предусматривает ряд прогрессивных природоохранных мероприятий. Среди них – минимальные площади отвода земельных участков; использование технологий, исключающих растепление вечномерзлых грунтов; максимально полное использование попутного нефтяного газа и его очищение от сернистых соединений для сокращения вредных выбросов; использование сточных вод для поддержания пластового давления; полная автоматизация управления технологическими процессами. Доля инвестиций в обеспечение промышленной и экологической безопасности в общей сумме капиталовложений по проекту устройства Южно-Хыльчужского месторождения превысит 20%.

Наша деятельность по охране окружающей среды уже несколько лет подряд получает одобрение общественности. На всероссийской конференции «Новая государственная экологическая политика в реальном секторе экономики» ОАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» были признаны победителями всероссийского смотра-конкурса «Лидер природоохранной деятельности в России».

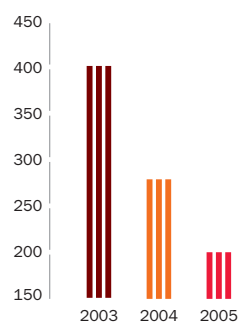
По данным экологического рейтинга, подготовленного общественной экологической организацией «Международный социально-экологический союз» и независимым экологическим рейтинговым агентством «Нэра» при поддержке Всемирного банка, ЛУКОЙЛ вошел в тройку лидирующих компаний по снижению уровня негативного воздействия на окружающую среду с 2000 года. При проведении исследования была рассмотрена деятельность 75 крупнейших российских компаний и 500 входящих в них предприятий.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

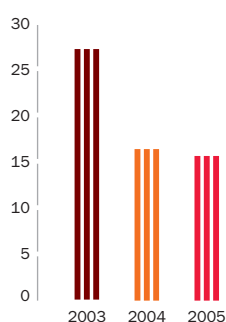
Работа по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда в компании «ЛУКОЙЛ» осуществляется в соответствии с Политикой ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке.

В 2005 году были выполнены в полном объеме запланированные мероприятия по декларированию и внесению в государственный реестр опасных производственных объектов, аттестации рабочих мест по условиям труда, проведению комплексных и целевых проверок, по обучению и аттестации персонала. Сумма, выделенная на финансирование соответствующей программы в 2005 году, составила около 230 млн долл. На эти средства были обновлены основные фонды дочерних обществ Группы, построены новые и реконструированы существующие технологиче-

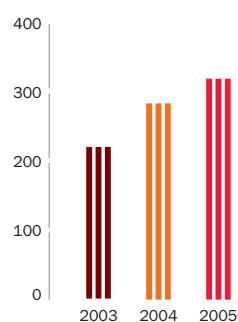
Площадь загрязненных земель, га



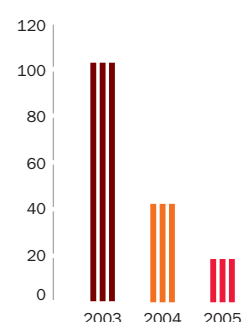
Сброс загрязненных сточных вод, млн м³



Затраты на охрану окружающей среды, млн долл.



Объем разлитых нефти и нефтепродуктов при авариях, т



ские объекты, а также объекты бытового назначения и общезаводского хозяйства (резервуары, эстакады, факельные установки и др.), благоустроены производственные территории.

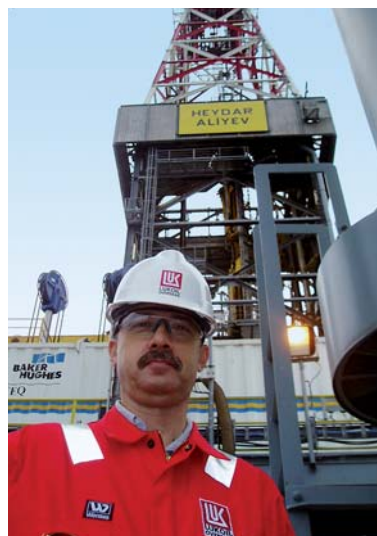
Одними из главных составляющих Системы управления промышленной безопасностью и охраной труда, принятой в ОАО «ЛУКОЙЛ», являются профилактика травматизма и аттестация рабочих мест (по состоянию на 1 января 2006 года проведена аттестация более 43 тысяч рабочих мест). Общее количество несчастных случаев в Компании в 2005 году снизилось по сравнению с 2004 годом почти на 25%.

Высокий уровень условий труда и низкий уровень травматизма, а также широкий охват работников периодическими медицинскими осмотрами позволяют многим дочерним обществам Группы получать скидки к базовым тарифам обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

ПЕРСОНАЛ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

ОАО «ЛУКОЙЛ» осознает первостепенную важность и ценность своих работников, во многом благодаря которым становится возможным рост эффективности деятельности и акционерной стоимости Компании. Мы понимаем, что успех Компании полностью зависит от людей, которые в ней работают. Поэтому ЛУКОЙЛ высоко ценит вклад каждого работника в общее дело процветания Компании. Социальная политика Компании направлена на повышение эффективности работы и социальной защищенности работников. Мы внимательно относимся к мотивации наших работников и стараемся, чтобы каждый был лично заинтересован в достижении Компанией наилучших результатов.

Мы постоянно повышаем стандарты управления персоналом и в первую очередь уделяем особое внимание совершенствованию системы вознаграждения работников группы «ЛУКОЙЛ». В 2005 году была разработана система управления результативностью, направленная на достижение бизнес-целей Компании по зонам ответственности. Эта система предусматривает дифференцированный подход к стимулированию работников с учетом их вклада в повышение ключевых показателей деятельности Компании.



ЛУКОЙЛ

При этом работники ОАО «ЛУКОЙЛ» поощряются не только материально, но и морально. Так, в 2005 году за высокое профессиональное мастерство, добросовестный и плодотворный труд 28 работников награждены государственными наградами, 1 533 – ведомственными знаками отличия в труде, 365 работников и 39 трудовых коллективов – наградами Компании.

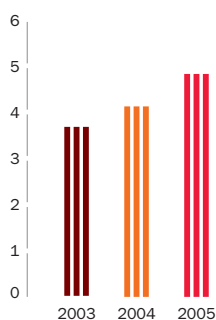
Одним из основных направлений развития Компании является профессиональное обучение работников. Уровень квалификации персонала является одним из важнейших факторов увеличения акционерной стоимости Компании, поэтому инвестиции в обучение так же важны и необходимы, как и в другие области. Созданная система непрерывной подготовки кадров направлена на приобретение работниками необходимых знаний и профессиональных навыков. В Компании используется весь арсенал современных средств обучения: семинары, наставничество, тренинги, зарубежные стажировки, программы компьютерного дистанционного обучения, обучение по программам MBA. В Компании функционируют 20 учебных центров. Вошли в практику Дни профессиональной подготовки для руководителей Компании.

Для работников, ответственных за сбыт нефтепродуктов в России и за рубежом, в 2005 году проводились специальные бизнес-практикумы и семинары по корпоративным стандартам работы с клиентами на АЗС. Было также организовано обучение кадрового резерва для замещения должностей руководителей Компании. Для обучения перспективного кадрового резерва внедрены специальные программы по развитию лидерского потенциала и управленческих навыков. 55 человек закончили обучение в Институте нефтегазового бизнеса по программе профессиональной подготовки, 16 молодых специалистов обучались в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 9 специалистов нефтеперерабатывающих предприятий прошли стажировку в американской компании UOP.

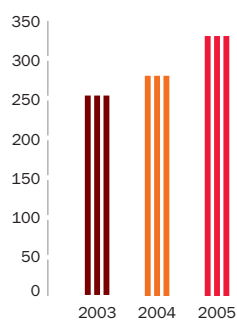
В рамках реализации Программы стратегического партнерства ОАО «ЛУКОЙЛ» и ConocoPhillips получила развитие Программа обмена персоналом между компаниями. В мае 2005 года 14 сотрудников ОАО «ЛУКОЙЛ» были направлены в американскую компанию. В ОАО «ЛУКОЙЛ» работает 16 советников из ConocoPhillips.

Предметом особой заботы в Компании является работа с молодыми специалистами. В 2005 году утверждена Комплексная целевая программа по работе с молодежью и молодыми специалистами на 2005–2010 годы. В 2005 году была продолжена работа с высшими учебными заведениями. Заключены стратегические соглашения о сотрудничестве между ОАО «ЛУКОЙЛ» и Государственным университетом – Высшей школой экономики, Финансовой академией при Правительстве РФ, продолжилось сотрудничество с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Пермским государственным техническим университетом и другими учебными заведениями России и ближнего зарубежья.

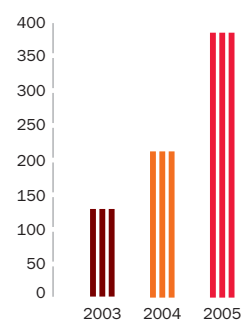
Добыча на одного работника,
тыс. барр. н. э./чел.



Нефтепереработка на одного работника, т/чел.



Выручка на одного работника, тыс. долл./чел.



В целях принятия мер по сокращению затрат и повышению эффективности деятельности Компании в 2005 году продолжилась работа по реструктуризации группы «ЛУКОЙЛ». В результате проведенных мероприятий по оптимизации и реорганизации структурных подразделений и выводу из состава обществ непрофильных активов численность работников, занятых в геологоразведке, добыче и переработке нефти, по сравнению с 2004 годом уменьшилась, а работников все расширяющейся сети АЗС – увеличилась. В целом же за 2005 год численность работников Компании снизилась на 10,8%. В результате структурной реорганизации, а также планомерного увеличения зарплаты работникам организаций, недавно вошедших в группу «ЛУКОЙЛ», средний доход на человека увеличился на 13,6% (считая все выплаты и бонусы).

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

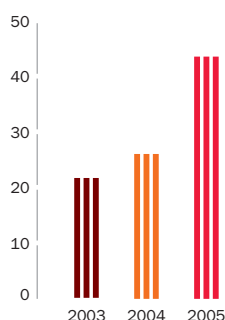
- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников, включая добровольное медицинское страхование;
- создание условий для отдыха и оздоровления работников и членов их семей, организация спортивно-оздоровительных мероприятий;
- оказание помощи работникам в приобретении собственного жилья;
- социальная поддержка женщин и семей с детьми;
- социальная поддержка молодых специалистов;
- негосударственное пенсионное обеспечение работников, состоящее из взносов работодателей в Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» (14 млн долл. в 2005 году). Активно продолжает внедряться механизм негосударственного пенсионного обеспечения работников на долевой основе. По состоянию на конец 2005 года участниками этой системы стали почти 62 тысячи работников.

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

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

Эти дополнительные обязательства обращены как к работникам, неработающим пенсионерам, акционерам Компании, так и к коммерческим партнерам, государству и обществу.

Чистая прибыль
на одного работника,
тыс. долл./чел.



Распределение численности работников
по бизнес-сегментам (01.01.2006)



ЛУКОЙЛ

В интересах повышения прозрачности своей социальной политики в 2005 году Компания выпустила свой первый Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации за 2003–2004 гг. в соответствии с международным стандартом AA 1000 с использованием рекомендаций Глобальной инициативы по отчетности (GRI). В дальнейшем такие отчеты будут выпускаться один раз в два года.

Эффективная деятельность ОАО «ЛУКОЙЛ» в области управления персоналом была высоко оценена общественностью. Решением Конкурсного совета первого Всероссийского конкурса «Лучшая российская кадровая служба – 2005» Главному управлению по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ» присвоено почетное звание «Лучшая российская кадровая служба».

СОЦИАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Социальные и благотворительные программы являются для Компании составной частью корпоративной стратегии и способствуют конструктивному сотрудничеству с государством, бизнесом и обществом. Корпоративные программы носят адресный характер и основываются на имеющемся в регионах профессиональном опыте и человеческом потенциале. Наряду с традиционными формами благотворительности ЛУКОЙЛ реализует программы стратегической благотворительности и социальных инвестиций, которые предполагают взаимосвязь способов решения социальных проблем со стратегическими целями Компании.

Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений

Помощь детям ЛУКОЙЛ считает своим приоритетом. Это положение содержится во всех осуществляемых им программах: благотворительных, спонсорских, программах развития детского и юношеского спорта, культуры. Компания стремится к сбалансированному подходу в этом вопросе, оказывая поддержку как детям, которые в силу неблагоприятных семейных условий или здоровья оказались в худших условиях, чем их сверстники, так и детям из вполне благополучных семей, помогая им развивать способности и таланты.



Благодаря этой программе воспитанники более чем 50 детских домов и интернатов во всех уголках страны получают помощь от Компании и Благотворительного фонда «ЛУКОЙЛ». Компания помогает их выпускникам получить образование, укрепить здоровье, обрести профессию и найти свое место в жизни.

Программы в области образования

Приоритетными направлениями деятельности Компании являются забота о подрастающем поколении и подготовка молодых квалифицированных специалистов для российской нефтяной отрасли. ЛУКОЙЛ оказывает финансовую поддержку ряду высших учебных заведений, в которых обучаются специалисты нефтегазового профиля. Среди них профильные университеты и институты Москвы, Санкт-Петербурга, Перми, Ухты, Тюмени, Уфы, Волгограда, Архангельска. Пользуются поддержкой Компании и профильные учебные заведения ближнего зарубежья. Одно из них – Азербайджанская государственная нефтяная академия.

Начиная с 2000 года для поддержки наиболее одаренных студентов Компания учредила именные стипендии, которые выплачиваются студентам нефтяных и технических вузов. В настоящее время корпоративную стипендию получают 170 студентов в разных городах страны.

В рамках грантовой программы поддержки молодых преподавателей 63 одаренных молодых преподавателя из ведущих нефтяных вузов страны получают именные гранты.

Поддержка медицинских учреждений

ЛУКОЙЛ поддерживает ряд крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров в Москве и Санкт-Петербурге. Среди них Научный центр акушерства, гинекологии и перинатологии, Гематологический научный центр, Российский кардиологический научно-производственный комплекс, Центральный научно-исследовательский рентгенорадиологический институт, Ленинградская областная клиническая больница.

Компания способствует развитию системы медицинских услуг в регионах своего присутствия.

Так, в 2005 году была реализована программа помощи медицинским учреждениям в Республике Коми, а коллективным проектом волгоградских предприятий группы «ЛУКОЙЛ» стал капитальный ремонт волгоградской городской больницы №16.

Конкурс социальных проектов

В 2005 году ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» провело четвертый конкурс социальных проектов, на который было представлено 469 проектов. Из всех выдвинутых предложений наибольший интерес вызвали инициативы, направленные на создание условий для сохранения национальных и культурных ценностей, охрану здоровья и окружающей среды, а также поддержку общественных организаций ветеранов и инвалидов.

География проведения конкурсов социальных проектов расширяется ежегодно. С 2004 года Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефтепродукт» проводят конкурс социальных проектов на территории Волгоградской и Астраханской областей. В 2005 году первые конкурсы на территории Республики Коми провели Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», а в Западной Сибири – ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

ЛУКОЙЛ

Сохранение культурного и духовного наследия

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 2005 году Компания приняла участие в создании Центра эстетического воспитания детей и юношества при Государственном музее изобразительных искусств им. А.С. Пушкина, профинансировала выставку «Посольские дары русским царям» в Музеях Московского Кремля и выставку В. Серова в Государственном Русском музее.

Компания оказывает поддержку и региональным музеям. Среди них Астраханский Кремль и дом-музей М. Шолохова в Волгоградской области.

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» на протяжении нескольких лет осуществляет программу поддержки народных промыслов в Прикамье. За это время в Пермской области (ныне Пермский край) было реализовано 19 проектов.

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

Неотъемлемой частью благотворительной деятельности Компании стало ее участие в восстановлении религиозных традиций и духовной культуры. Благодаря помощи Компании возведены православные храмы в городах Когалым, Урай, Лангепас, Покачи, Усинск, Кореновск, построены мусульманские мечети в Когалыме и Уфе.

Компания оказывает поддержку учреждениям Русской православной церкви и за пределами России – в Одессе, Баку, Нью-Йорке, Вене.

Адресная помощь ветеранам и инвалидам

Фронтовики-нефтяники, ветераны Великой Отечественной войны и трудового фронта пользуются особым вниманием и заботой Компании.

ЛУКОЙЛ также оказывает финансовую помощь инвалидам. Он, в частности, помогает им решать материальные проблемы самостоятельно, чтобы они могли почувствовать себя нужными обществу. Так например, в г. Урае ЛУКОЙЛ оснастил на свои средства специальный швейный цех.

Поддержка народов Севера

Особенность работы Компании в районах Сибири и Крайнего Севера состоит в том, что ее предприятия могут оказывать существенное влияние на положение коренных малочисленных народов. Изменение традиционного уклада жизни коренных жителей создает проблемы социального и экономического характера. Позиция ОАО «ЛУКОЙЛ» – постепенный переход от благотворительности к преимущественно экономическим методам партнерства.

Компания разрабатывает и реализует специальные программы по работе с владельцами родовых угодий. В Ханты-Мансийском автономном округе ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» взяло

на себя обязательства, которые включают строительство коттеджей и выделение жилья, а также материальные компенсации за использование земельных участков.

Спортивные проекты

Основными приоритетами Компании в области развития физкультуры и спорта являются физкультурно-оздоровительная работа с работниками Компании и членами их семей, развитие массовых видов спорта, поддержка профессиональных спортивных коллективов России, выступающих под флагом Компании, а также оказание содействия развитию детского спорта в России.

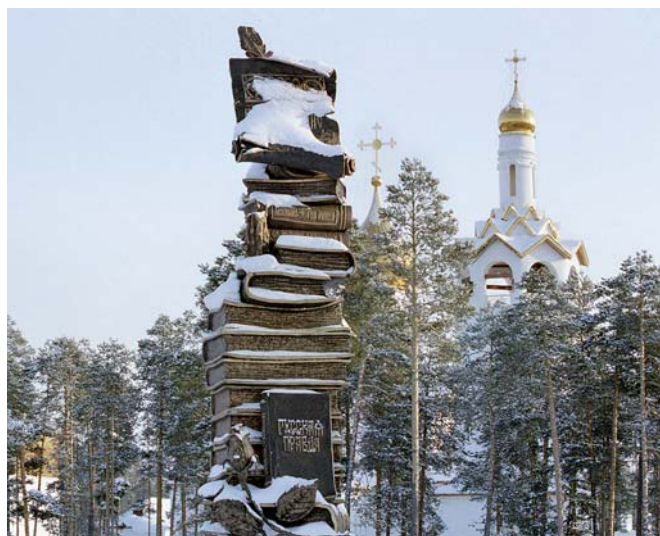
Одними из наиболее масштабных мероприятий, направленных на популяризацию массового спорта среди работников, являются международные Спартакиады. В июне 2005 года в Калининграде прошла третья корпоративная Спартакиада.

ЛУКОЙЛ активно поддерживает российское олимпийское движение. Так, в 2005 году Компания стала одним из учредителей Фонда поддержки олимпийцев России. Компания также возобновила финансирование команды по лыжным гонкам для более успешной подготовки спортсменов к зимней Олимпиаде. С 2006 года ЛУКОЙЛ является генеральным спонсором национальной сборной команды по лыжным гонкам.

Компания продолжает поддержку ведущих российских спортивных команд. Среди них футбольный клуб «Спартак», волгоградская команда по водному поло «ЛУКОЙЛ-Спартак», астраханская команда по гандболу «ЛУКОЙЛ-Динамо» – вице-чемпион России 2005 года.

Спорт для Компании – это не только поддержка спортивных коллективов, но и полигон для испытания собственной продукции в экстремальных условиях. Так, в 2005 году команда «ЛУКОЙЛ-Башкирия», пользуясь фирменными маслами, стала чемпионом России по спидвею. В 2005 году автомобильная команда «ЛУКОЙЛ-Рейсинг Тим» стала абсолютным чемпионом России в классах «Формула 1600», «Хонда Сивик» и «Формула Русь».

ОАО «ЛУКОЙЛ» поддерживает одну из самых крупных российских детских спортивных организаций – Детскую футбольную лигу. В соревнованиях, организуемых Лигой, ежегодно принимают участие около 250 команд и более 5 тысяч молодых футболистов практически из всех регионов России.





Компания рассматривает систему корпоративного управления прежде всего как инструмент защиты и соблюдения интересов своих акционеров. Эффективное корпоративное управление является одним из решающих факторов повышения конкурентоспособности группы «ЛУКОЙЛ». Развитие Компании невозможно без наличия эффективной структуры, определяющей взаимоотношения Совета директоров, Правления и акционеров, а также без уверенности инвесторов в том, что их средства разумно используются Компанией и, таким образом, способствуют росту ее капитализации.

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

В своей работе ЛУКОЙЛ руководствуется общепризнанными мировыми стандартами раскрытия информации, соблюдает основные положения рекомендаций ФСФР России и требования Лондонской фондовой биржи. В 2005 году ежеквартально публиковались финансовая отчетность, подготовленная в соответствии со стандартами ОПБУ США, и анализ руководством финансового состояния и результатов деятельности Компании. В 2005 году был опубликован ежегодный Справочник аналитика с подробной производственной и финансовой информацией за последние пять лет. Впервые был издан Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации.

Менеджмент Компании всегда открыт для диалога с инвесторами. Это подтверждается регулярным проведением встреч руководства Компании с инвесторами и акционерами, организацией поездок в регионы представителей инвестиционного сообщества, проведением телефонных конференций и интернет-трансляций во время раскрытия финансовой отчетности и во время освещения других значительных событий Компании.

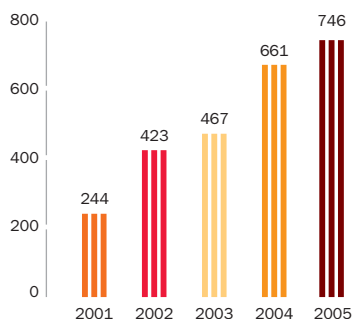
В 2005 году агентство Standard&Poor's в очередной раз назвало группу «ЛУКОЙЛ» лидером по информационной прозрачности среди российских нефтяных компаний. ЛУКОЙЛ достиг уровня прозрачности 68% (в среднем по британским компаниям уровень прозрачности составляет 71%).

ДИВИДЕНДЫ

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

Совет директоров Компании при определении рекомендуемого Общему собранию акционеров размера дивиденда (в расчете на одну акцию) исходит из того, что сумма средств, направляемых на дивидендные выплаты, должна составлять не менее 15% чистой прибыли, определяемой на основе консолидированной финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» по ОПБУ США.

Дивидендные выплаты,
млн долл.



Компания планомерно увеличивает размер дивидендных выплат. Дивиденды по итогам 2005 года, рекомендованные Советом директоров для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 28 июня 2006 года, составляют 33 руб. (1,20 долл.) на одну обыкновенную акцию, что на 17,9% выше аналогичного показателя за 2004 год. Дивидендная доходность составляет 1,3%. Фактические дивидендные выплаты в 2005 году составили 746 млн долл., или 17,6% от консолидированной чистой прибыли ОАО «ЛУКОЙЛ» по ОПБУ США за 2004 год. Базовая прибыль на обыкновенную акцию выросла в 2005 году на 52,1% и составила 7,91 долл. по сравнению с 5,20 долл. в 2004 году.

		Дивиденд на обыкновенную акцию, руб.	Дивиденд на привилегированную акцию, руб.
1999	(номинал 0,025 руб.)	3,00	17,45
2000	(номинал 0,025 руб.)	8,00	59,16
2001	(номинал 0,025 руб.)	15,00	-
2002	(номинал 0,025 руб.)	19,50	-
2003	(номинал 0,025 руб.)	24,00	-
2004	(номинал 0,025 руб.)	28,00	-
2005*	(номинал 0,025 руб.)	33,00	-

* Размер дивидендов, рекомендованный Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 28 июня 2006 г.

РЫНОК ЦЕННЫХ БУМАГ КОМПАНИИ

Рекордный рост капитализации

2005 год стал годом рекордного роста капитализации Компании. Цена акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на бирже РТС выросла на 95,7%, тогда как индекс РТС – на 83,3%, а индекс крупнейших международных нефтяных компаний Bloomberg Oils – на 25,1%. Таким образом, рынок продолжал оценивать Компанию выше рыночных индексов, что говорит о значительном повышении ее инвестиционной привлекательности.

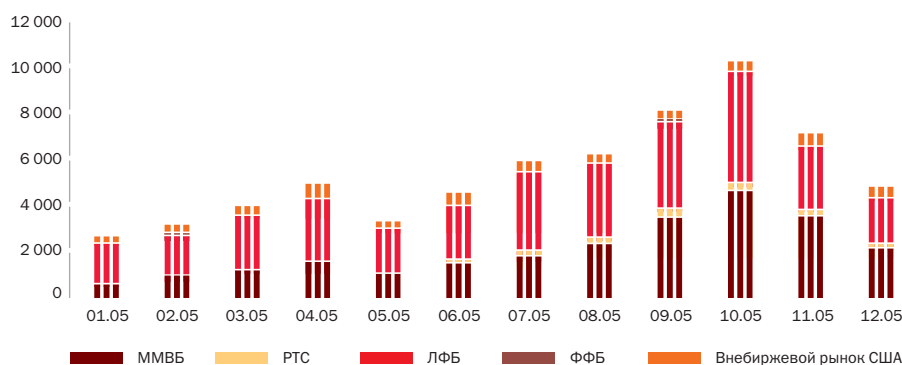
Можно выделить ряд факторов, способствовавших достижению столь высокого роста капитализации ОАО «ЛУКОЙЛ». Внешними факторами являются: высокая ценовая конъюнктура на рынках нефти и нефтепродуктов, возобновление интереса инвесторов к развивающимся рынкам и относительно благоприятная макроэкономическая ситуация в стране. Однако не менее значительную роль играли внутренние факторы роста акционерной стоимости Компании: повышение эффективности по всем направлениям бизнеса, рост операционных показателей, совершенствование корпоративного управления, увеличение финансовой и информационной прозрачности. Кроме того, повышению курса акций способствовало наличие спроса на ценные бумаги со стороны стратегического партнера группы «ЛУКОЙЛ», компании ConocoPhillips, доля которой в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» выросла за год с 10,0 до 16,1%.

В отчетном периоде акции Компании торговались на российских биржах: ЗАО «ММВБ», НП «Фондовая биржа «РТС» и ОАО «Фондовая биржа РТС». В течение 2005 года продолжали действовать программы американских и глобальных депозитарных расписок (АДР и ГДР) на акции Компании. Депозитарные расписки на акции Компании торговались на внебиржевом рынке США и на биржах Лондона, Берлина, Франкфурта, Мюнхена и Штутгарта.

По итогам 2005 года Компания находится на первом месте по объему торгов среди иностранных компаний, АДР которых торгуются на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ) в системе IOB. В отчетном году доля Компании в среднемесечном объеме торгов ценными бумагами иностранных компаний в данной системе составила почти 25%. В 2005 году среднемесечный объем торгов ценными бумагами ОАО «ЛУКОЙЛ» на данной бирже увеличился почти на 50% и составил 2,7 млрд долл. по сравнению с 1,8 млрд долл. в 2004 году.

В мае 2005 года было изменено соотношение акций и АДР Компании для двух наиболее ликвидных программ депозитарных расписок: с одной депозитарной расписки, представляющей четыре обыкновенные акции, на одну депозитарную расписку, представляющую одну обыкновенную акцию. Основной целью изменения было создание дополнительной ликвидности и увеличение привлекательности депозитарных расписок для всех категорий инвесторов.

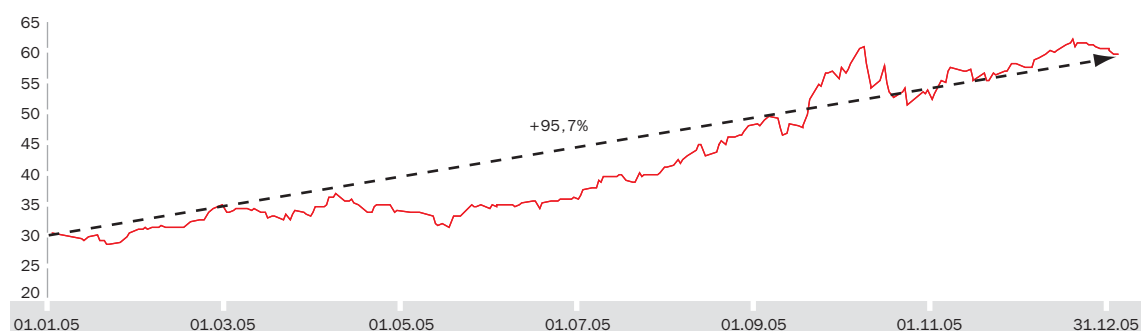
Ежемесячный объем торгов акциями (АДР) ОАО «ЛУКОЙЛ», млн долл.



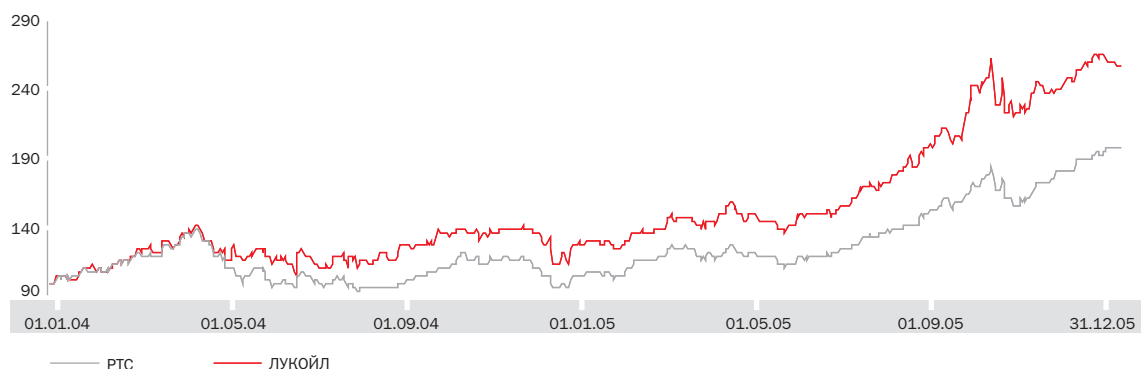
На конец 2005 года общее количество депозитарных расписок, выпущенных на обыкновенные акции ОАО «ЛУКОЙЛ», было эквивалентно 547 млн акций (64,3% от уставного капитала Компании).

Благодаря повышению эффективности деятельности Компании и совершенствованию ее корпоративного управления в течение отчетного года рос интерес инвесторов к ценным бумагам ОАО «ЛУКОЙЛ». В 4 квартале 2005 года торговый оборот по акциям (АДР) Компании на основных торговых площадках (ММВБ и ЛФБ) составил 19,47 млрд долл., что на 130% больше по

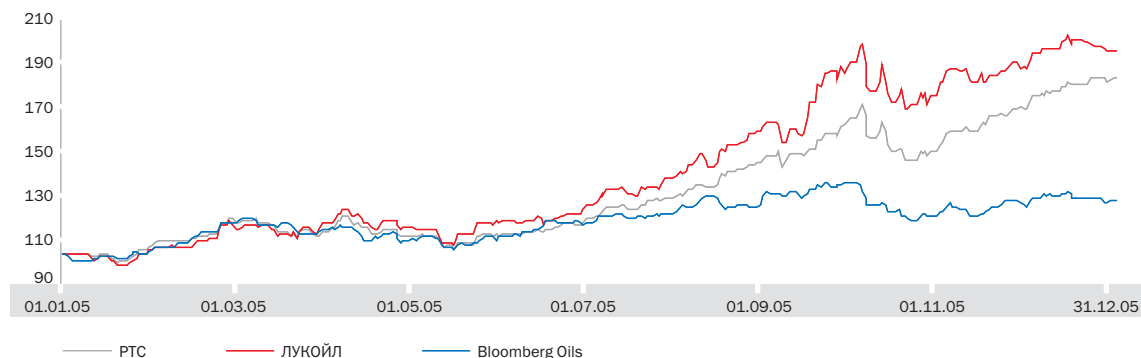
Динамика цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на РТС (2005), долл.



Динамика цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом РТС (2004–2005), %



Динамика цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом крупнейших нефтяных компаний Bloomberg Oils и индексом РТС (2005), %



сравнению с 1 кварталом 2005 года. Такое увеличение обусловлено не только ростом рыночной стоимости акций Компании, но и увеличением количества торговавшихся ценных бумаг. Следует отметить, что в 4 квартале 2005 года объем торгов акциями (АДР) ОАО «ЛУКОЙЛ» (в штуках) на ММВБ был на 116% больше по сравнению с 1 кварталом 2005 года, тогда как на ЛФБ он снизился на 13%.

Состав основных акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» (> 1% акционерного капитала)

	Количество акций на 01.01.05	% от общего числа акций на 01.01.05	Количество акций на 01.01.06	% от общего числа акций на 01.01.06
«ИНГ Банк (Евразия)» ЗАО*, в том числе:	535 975 699	63,01%	552 427 066	64,95%
Capital Group**	26 025 136	3,06%	12 662 836	1,49%
Springtime Holdings Limited	20 328 000	2,39%	72 122 000	8,48%
СДК «Гарант»*	87 986 591	10,34%	83 105 166	9,77%
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»*	69 560 926	8,18%	74 802 000	8,79%
КБ «Ситибанк» ЗАО*, в том числе:	66 322 006	7,80%	68 313 541	8,03%
Springtime Holdings Limited	64 638 729	7,60%	64 638 729	7,60%
Национальный Депозитарный Центр*	22 056 584	2,59%	14 736 859	1,73%
Депозитарно-клиринговая Компания*	17 982 613	2,11%	19 159 472	2,25%

* Номинальный держатель.

** Данные в соответствии с формами N-CSR и N-Q Комиссии по ценным бумагам США, а также на основании информации, опубликованной самими компаниями фонда.

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ

Совет директоров

Грайфер Валерий Исаакович

Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Генеральный директор ОАО «РИТЭК»

Год рождения: 1929

В 1952 г. окончил Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина. Кандидат технических наук. Награжден пятью орденами, четырьмя медалями, почетной грамотой Верховного Совета Татарской АССР. С 1985 г. – заместитель министра нефтяной промышленности СССР – начальник Главного тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности. С 1992 г. – генеральный директор ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания». С 2000 г. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

Профессор Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, лауреат Ленинской премии и премии Правительства Российской Федерации.

Алекперов Вагит Юсуфович

Председатель Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1950

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук, действительный член Российской академии естественных наук. Награжден четырьмя орденами и восьмью медалями. С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири. В 1987–1990 гг. – генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтюменнефтегаза Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1990–1991 гг. – заместитель, первый заместитель министра нефтяной 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».

ЛУКОЙЛ

Бережной Михаил Павлович

Президент НПФ «ЛУКОЙЛ-Гарант»

Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1945

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

Кутафин Олег Емельянович

Независимый член Совета директоров

Ректор Московской государственной юридической академии

Председатель Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1937

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

Маганов Равиль Ульфатович

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

Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1954

В 1977 г. окончил Московский институт нефтяной и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден двумя орденами и тремя медалями. В 1988–1993 гг. – главный инженер – заместитель генерального директора, генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз».

В 1993–1994 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1994 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Мацке, Ричард

Независимый член Совета директоров

Председатель Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1937

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

Мейерс, Кевин Омар

Президент по региону Россия/Каспий компании ConocoPhillips

Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1953

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

Михайлов Сергей Анатольевич

Независимый член Совета директоров

Председатель Совета директоров ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр»

Генеральный директор ООО «Менеджмент-Консалтинг»

Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1957

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

Цветков Николай Александрович

Председатель Правления ОАО «УРАЛСИБ»

Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1960

В 1980 г. окончил Тамбовское высшее военное авиационное инженерное училище им. Ф.Э. Дзержинского, в 1988 г. – Военно-воздушную инженерную академию им. Н.Е. Жуковского, в 1996 г. – Российскую экономическую академию им. Г.В. Плеханова. Кандидат экономических наук. В 1994–1997 гг. – президент АОЗТ «Нефтяная инвестиционная компания НИКойл», исполнительный директор Департамента ценных бумаг ОАО «ЛУКОЙЛ», Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1998 г. по 2003 г. – председатель Правления АБ «ИБГ НИКойл». С 2003 г. по 2005 г. – председатель ОАО АКБ «АВТОБАНК-НИКОЙЛ». С 2005 г. по н.в. председатель Правления ОАО «УРАЛСИБ».

Шеркунов Игорь Владимирович

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

В 1985 г. окончил 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».

Шохин Александр Николаевич

Независимый член Совета директоров
Президент Российского союза промышленников и предпринимателей (работодателей)
Председатель Координационного совета предпринимательских союзов России
Президент Государственного университета – Высшая школа экономики
Председатель Наблюдательного совета ИГ «Ренессанс Капитал»
Член Общественной палаты РФ
Член Межведомственной комиссии Совета безопасности РФ
Член Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Правительстве РФ
Член Консультативного совета по иностранным инвестициям в России при Правительстве РФ
Член Комиссии Правительства РФ по административной реформе
Член Совета при Президенте РФ по реализации приоритетных национальных проектов
Председатель Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1951

В 1974 г. окончил экономический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, доктор экономических наук, профессор, академик РАЕН. Награжден орденом Почета и медалью в честь 850-летия Москвы. Трудовую деятельность начал в 1969 г. В 1991–1994 гг. занимал посты заместителя Председателя Правительства РФ, Министра экономики РФ, Министра труда и занятости РФ. С 1994 г. по 2002 г. депутат Государственной Думы РФ трех созывов. В 1996–1997 гг. – первый заместитель председателя Государственной Думы РФ, с 1997 г. по 1998 г. – председатель фракции «Наш дом – Россия». В 1998 г. – заместитель Председателя Правительства РФ. С 2002 г. – председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал». С 2004 г. председатель Координационного совета предпринимательских союзов России. В настоящее время президент Российского союза промышленников и предпринимателей (работодателей).

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ»

Алекперов Вагит Юсуфович

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

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук, действительный член Российской академии естественных наук. Награжден четырьмя орденами и восьмью медалями. С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири. В 1987–1990 гг. – генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтюменнефтегаза Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1990–1991 гг. – заместитель, первый заместитель министра нефтяной 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».

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 десятью медалями. В 1987–1992 гг. – начальник ЦБПО, начальник НГДУ, главный инженер ПО «Когалымнефтегаз». В 1992–1993 гг. – исполнительный директор, директор Департамента зарубежных проектов нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». С 1993 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи.

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 орденом и пятью медалями. В 1992–1993 гг. – Вице-президент нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». С 1993 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

ЛУКОЙЛ

Маганов Равиль Ульфатович

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

Год рождения: 1954

В 1977 г. окончил Московский институт нефтяной и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден двумя орденами и тремя медалями. В 1988–1993 гг. – главный инженер – заместитель генерального директора, генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз».

В 1993–1994 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1994 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Масляев Иван Алексеевич

Начальник Главного управления правового обеспечения ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1958

В 1980 г. окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат юридических наук. Награжден тремя медалями. В 1992–1994 гг. – начальник юридического отдела нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть», в 1994–1999 гг. – начальник Юридического управления, с 2000 г. – начальник Главного управления правового обеспечения ОАО «ЛУКОЙЛ».

Матыцын Александр Кузьмич

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования

Год рождения: 1961

В 1984 году окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат экономических наук. Награжден двумя медалями. В 1993–1994 гг. – старший консультант по налогам АОЗТ «КПМЖ Ревиконсульт», в 1994–1997 гг. – генеральный директор ЗАО «КПМГ». 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 2005 г. – Российскую академию государственной службы при Президенте РФ. Награжден четырьмя орденами и двадцатью медалями. В 1976–2001 гг. служил в Вооруженных Силах. В 2001–2003 гг. – начальник Управления персоналом, начальник Департамента управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2003 г. – начальник Главного управления по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ».

Некрасов Владимир Иванович

Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (переработка и сбыт)

Год рождения: 1957

В 1978 г. окончил Тюменский индустриальный институт. Кандидат технических наук, действительный член Академии горных наук РФ. Награжден орденом и тремя медалями. В 1992–1999 гг. – главный инженер, генеральный директор ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». С 1999 г. по 2005 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». С 2005 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

Федун Леонид Арнольдович

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

Год рождения: 1956

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

Хавкин Евгений Леонидович

Секретарь Совета директоров – руководитель Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1964

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

Хоба Любовь Николаевна

Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1957

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

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

Шарифов Вагит Садиевич

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

Год рождения: 1945

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

Комитеты Совета директоров

Комитет по стратегии и инвестициям

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

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

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

Комитет по аудиту

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

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

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

Комитет по кадрам и вознаграждениям

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

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

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

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале Компании по состоянию на 31 декабря 2005 г.

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Алекперов В.Ю.	3.56*
Бережной М.П.	0,005
Грайфер В.И.	0,005
Кутафин О.Е.	-
Маганов Р.У.	0,5
Мацке Р.	-
Мейерс К.О.	-
Михайлов С.А.	0,003
Цветков Н.А.	0,32
Шеркунов И.В.	0,04
Шохин А.Н.	-
Барков А.А.	0,08
Кукура С.П.	0,39
Масляев И.А.	0,02
Матыцын А.К.	0,3
Москаленко А.А.	0,01
Некрасов В.И.	0,04
Федун Л.А.	2.79*
Хавкин Е.Л.	0,01
Хоба Л.Н.	0,34
Челоянц Д.К.	0,1
Шарифов В.С.	0,02

* С учетом бенефициарного владения в ИФД «Капиталь».

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 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 членов Правления и Совета директоров*

Органы управления	Выплачено в 2005 году, тыс. руб.				
	Вознаграждение	Заработная плата	Премии	Прочие выплаты	Итого
Совет директоров	47 243**	-	-	5 746	52 989
Правление	-	313 513	153 057	13 740	480 310

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

** Сумма включает вознаграждение Мейерса К.О., от которого он отказался и которое было отнесено на доходы Компании.

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

Размеры вознаграждений и виды расходов, подлежащих компенсации членам Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», которые установлены вышеуказанным решением годового Общего собрания акционеров от 24 июня 2004 года, действуют до их отмены или изменения Общим собранием акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ».

В соответствии с решением Общего годового собрания акционеров, состоявшегося 28 июня 2005 года, было признано целесообразным сохранить размеры вознаграждения членам Совета директоров и Ревизионной комиссии ОАО «ЛУКОЙЛ», установленные решением годового Общего собрания акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» от 24 июня 2004 года.

Решением Совета директоров от 19 июля 2005 года были определены основные условия договоров, заключаемых с членами Правления Компании. В соответствии с этим решением, членам Правления выплачивается вознаграждение в размере месячного должностного оклада по основному месту работы. Данная выплата производится при условии достижения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период.

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ИНФОРМАЦИОННАЯ ОТКРЫТОСТЬ

Корпоративное управление

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

Информационная открытость

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

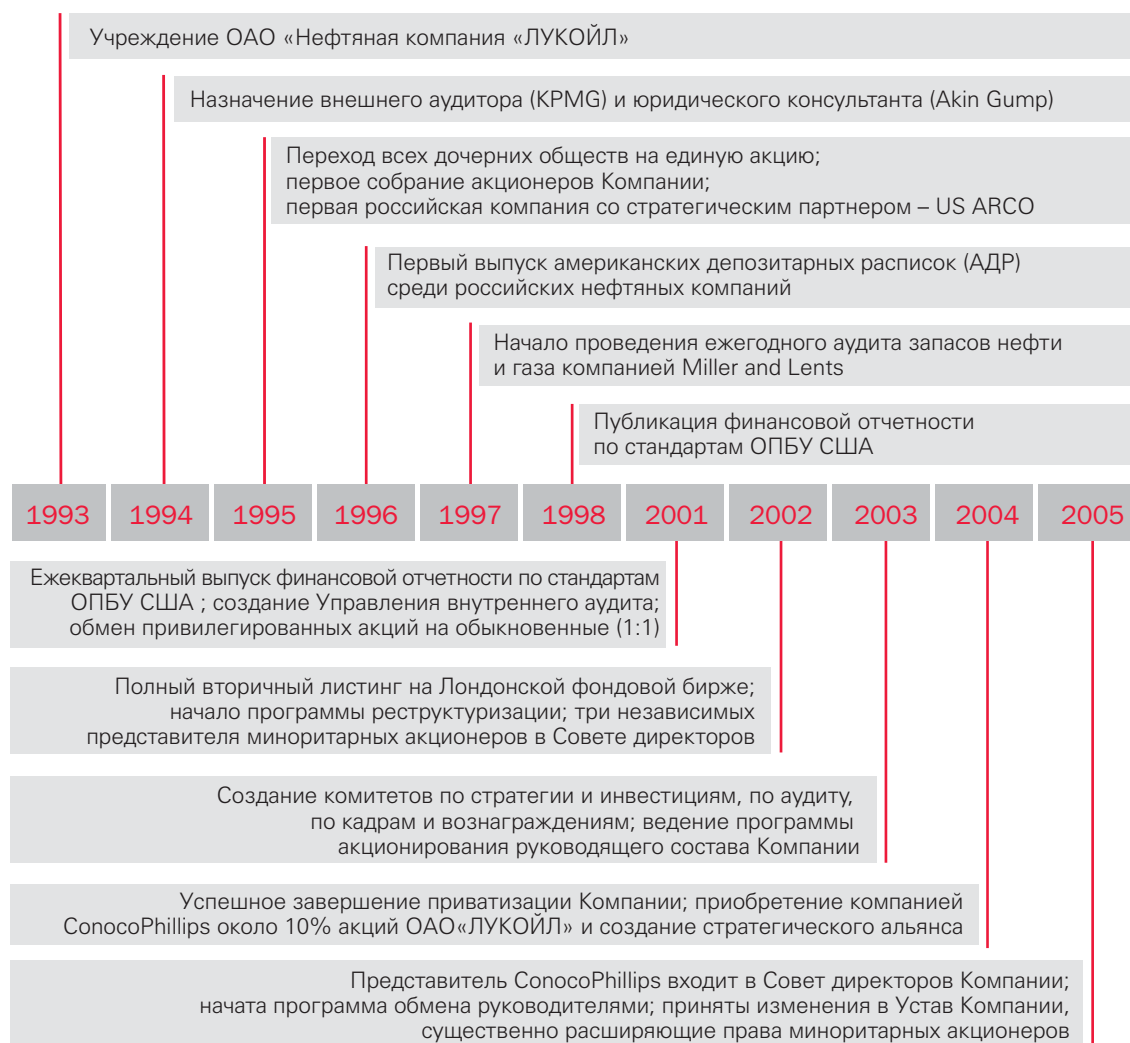
В рамках политики информационной открытости Компания:

- ежеквартально раскрывает финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с ОПБУ США
- ежегодно раскрывает информацию о результатах международного аудита своих углеводородных запасов
- проводит телефонные конференции и Интернет-трансляции для инвестиционного сообщества по итогам опубликования финансовых результатов и других важных корпоративных событий
- организует поездки представителей инвестиционного сообщества в регионы своей деятельности

* Для исчисления размера вознаграждения используется условная единица, соответствующая рублевому эквиваленту 1 доллара США по курсу ЦБ РФ на дату проведения годового Общего собрания акционеров, на котором принимается решение о выплате вознаграждения.

- проводит регулярные встречи с инвесторами и акционерами
- ежегодно выпускает Справочник аналитика с подробной производственной и финансовой статистикой
- раз в два года выпускает Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации

История совершенствования корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ»



Внутренний контроль и аудит

Система контроля и внутреннего аудита является неотъемлемой частью корпоративного управления. Эта система позволяет гарантировать эффективность работы Компании и защиту интересов акционеров и инвесторов.

В 2005 году выполнена 31 контрольная и внутренняя аудиторская проверка в организациях и структурных подразделениях группы «ЛУКОЙЛ» по всем направлениям бизнеса. В ходе проводимых проверок осуществлялся контроль соответствия деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» и

структурных подразделений Компании требованиям законодательства и локальных нормативных актов Компании и организаций группы «ЛУКОЙЛ», а также международным стандартам и нормам.

Основными задачами проверок являлись:

- анализ эффективности деятельности, в том числе инвестиционной, организаций группы «ЛУКОЙЛ»;
- постоянный качественный мониторинг исполнения рекомендаций внутреннего аудита и решений органов управления Компании, принятых по итогам ранее проведенных контрольных и аудиторских проверок;
- выявление существующих рисков и разработка рекомендаций по их минимизации, совершенствование системы управления рисками;
- анализ деятельности менеджмента дочерних обществ и структурных подразделений Компании по обеспечению надежности и эффективности функционирования отдельных составляющих системы внутреннего контроля;
- анализ соответствия организации финансового учета и ведения отчетности целям повышения эффективности производственного и финансового контроля, дальнейшего роста акционерной стоимости Компании и защиты интересов ее акционеров.

В течение 2005 года продолжалось осуществление контроля за соблюдением в Компании «Порядка принятия решений об участии в других организациях», утвержденного Правлением Компании в 2003 году. Всего за отчетный период поступило для рассмотрения 56 сделок, одобрено – 37.

В Компании непрерывно ведется работа по совершенствованию методологической базы контроля и внутреннего аудита. В 2005 году разработаны и утверждены внутренние стандарты проведения контрольных и аудиторских проверок производственно-хозяйственной деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» в бизнес-сегментах «Геологоразведка и добыча» и «Переработка и сбыт».

В целом в Компании создана и успешно функционирует система внутреннего контроля, обеспечивающая органы управления Компании достоверной и объективной информацией о деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» и структурных подразделений Компании.

ЛУКОЙЛ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

В 2005 году исполнилось ровно десять лет с того момента, как ЛУКОЙЛ начал свою деятельность в Каспийском регионе. За десять лет Компания добилась больших успехов и заняла прочную стратегическую позицию в одном из самых перспективных нефтегазовых регионов мира, влияние которого на глобальные экономические процессы будет постоянно возрастать.

И шельфовые месторождения Каспийского моря, и месторождения, расположенные на суше прикаспийских государств, крайне богаты запасами углеводородов. По экспертным оценкам, потенциальные запасы углеводородов Каспийского региона составляют от 20 до 45 млрд т у. т. Сегодня на этот регион приходится около 3,4% мировой добычи углеводородов, и эта доля будет непрерывно расти по мере реализации новых проектов. Каспийский регион отличается также выгодным географическим положением, которое позволяет осуществлять поставки углеводородов как на европейский рынок, так и на рынки стран АТР и США. Транспортная инфраструктура региона непрерывно развивается, что еще более увеличивает его значимость для международного рынка углеводородов.

В Каспийском регионе, помимо группы «ЛУКОЙЛ», успешно работают практически все крупнейшие международные нефтяные компании – ExxonMobil, BP, ConocoPhillips, Chevron, Shell, Norsk Hydro, Total, ENI и др.



Проекты группы «ЛУКОЙЛ» в Каспийском регионе



Оценка ресурсного потенциала Каспийского региона, млрд т у. т.

Минпромэнерго РФ	22
Департамент энергетики США	27-30
Международный институт стратегических исследований (Лондон)	45

ЛУКОЙЛ осуществляет деятельность по разведке и добыче нефти и газа как на шельфовых месторождениях Каспийского моря, так и на месторождениях, расположенных на территории прикаспийских государств. За пять последних лет работы в Каспийском регионе ЛУКОЙЛ инвестировал около 1,4 млрд долл. в развитие его ресурсной базы, а также более 2 млрд долл. – в приобретение действующих добывающих активов в регионе. По состоянию на конец 2005 года запасы группы «ЛУКОЙЛ» по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» в Каспийском регионе составили 8,47 млрд барр. н. э. (21,8% от запасов Группы). Добыча в 2005 году составила 178 тыс. барр. н. э./сут, что соответствует 9,2% от суммарной добычи Группы.



КАСПИЙСКОЕ МОРЕ

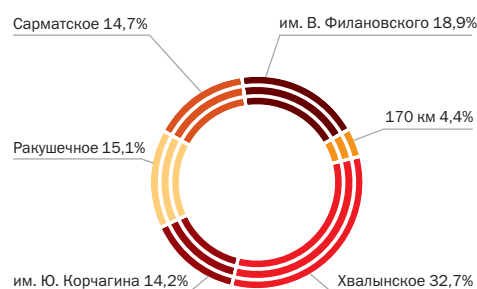
Прикаспийские государства (Россия, Азербайджан, Иран, Казахстан, Туркменистан) постепенно решают проблему с определением правовых статуса и режима Каспийского моря. Хотя им пока не удалось заключить всеобъемлющего соглашения, были осуществлены серьезные шаги в этом направлении. В результате заключения двусторонних (Россия – Азербайджан, Россия – Казахстан) и трехстороннего (Россия, Азербайджан и Казахстан, май 2003 года) соглашений северная часть Каспийского моря (64% его морской акватории), где находятся самые крупные месторождения и реализуются крупнейшие международные проекты, была разделена территориально по срединной модифицированной линии на три части. На долю Казахстана приходится 27%, России – 19%, Азербайджана – 18%. Очередной шаг в решении вопроса о разделе Каспия был сделан в январе 2005 года: президенты России и Казахстана подписали Договор о российско-казахстанской государственной границе, окончательно закрепивший соглашения по прохождению линии государственной границы на Каспии (по земле и на воде).

ЛУКОЙЛ ведет работы в российском секторе Каспийского моря, а также в секторах Казахстана и Азербайджана. В российском секторе ЛУКОЙЛ самостоятельно работает на Северо-Восточном, Северном, Центральном-Каспийском и Ялама-Самурском участках. Компания ведет также совместную деятельность с ОАО «Газпром» и АО «НК «КазМунайГаз» на Центральном участке. (Группе «ЛУКОЙЛ» принадлежит 25% участия в проекте, ОАО «Газпром» – 25%, АО «НК «КазМунайГаз» – 50%.) В работах на Северо-Каспийском участке ЛУКОЙЛ сотрудничает с ОАО «Газпром» и ОАО «ЮКОС».

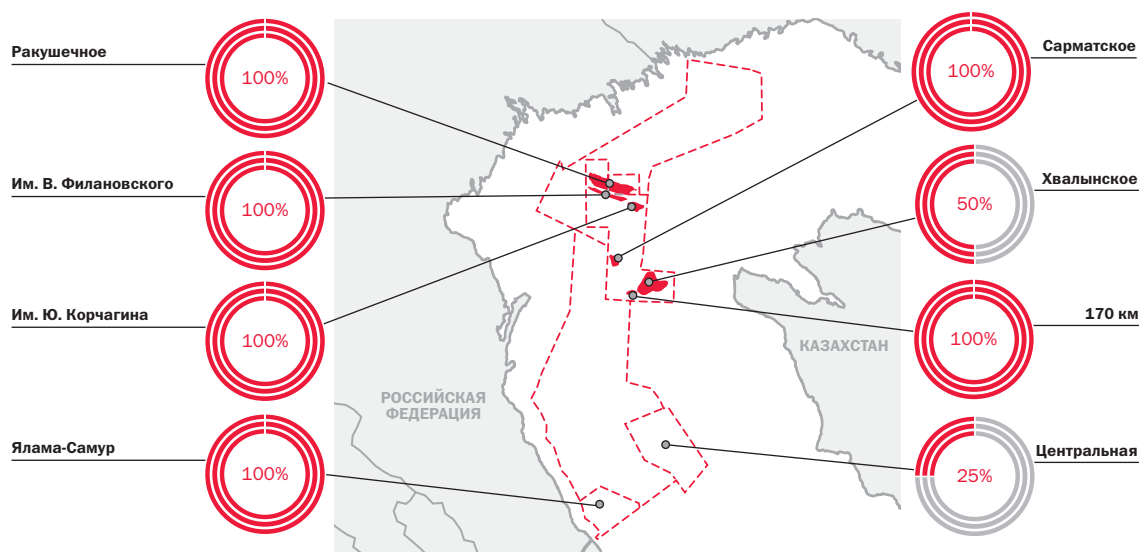
Сегодня можно с уверенностью констатировать, что время, огромные усилия и значительные средства, которые ЛУКОЙЛ вложил в развитие ресурсной базы Северного Каспия, были затрачены не впустую. Проведенные группой «ЛУКОЙЛ» с 1995 по 2004 годы геолого-разведочные работы в российском секторе Каспийского моря привели к открытию пяти крупных месторождений – Хвалынское (2000), им. Ю. Корчагина (2000), 170-й км (2001), Ракушечное (2001), Сарматское (2002). В результате применения современных технологий осуществляемые здесь работы отличаются высокой эффективностью, беспрецедентной для России. Так, эффективность разведочного бурения составила более 15 тыс. т у. т. на метр проходки (в 12 раз выше, чем в среднем по Компании). Процент успешности поисково-разведочного бурения составил 100%, то есть каждое месторождение было открыто первой же поисковой скважиной. При этом себестоимость прироста одной тонны условного топлива оказалась более чем на порядок ниже аналогичных показателей ведущих западных нефтяных компаний.

Очередным успехом группы «ЛУКОЙЛ» в области развития ресурсной базы Северного Каспия стало открытие в ноябре 2005 года нового нефтегазо-конденсатного месторождения им. В. Филановского. По предварительным оценкам, это месторождение является наиболее крупным в данном регионе. Из скважины-первооткрывательницы были получены притоки легкой безводной нефти дебитом 6,4 тыс. барр./сут. Такие дебиты сопоставимы с показателями месторождений ближневосточных стран, а в России известны лишь в единичных случаях. Запасы нового месторождения по категориям «вероятные» и «возможные» оцениваются в 600 млн барр. нефти и 985 трлн фут³ газа. Доразведка, подготовка и утвер-

Распределение запасов углеводородов месторождений Северного Каспия («доказанные», «вероятные» и «возможные», 01.01.2006)



Месторождения и лицензионные участки группы «ЛУКОЙЛ» на Северном Каспии



ведение проектных документов на разработку и обустройство месторождения позволят перевести эти запасы в категорию «доказанные».

Новое месторождение стало первым преимущественно нефтяным месторождением на лицензионных участках группы «ЛУКОЙЛ» на Северном Каспии. Нефть составляет 78% суммарных запасов месторождения, тогда как все остальные месторождения, открытые Компанией на Каспии, преимущественно газовые. Нефть месторождения им. В. Филановского отличается очень высоким качеством: ее плотность составляет 44 API, содержание серы – 0,1%. Есть все основания рассчитывать на то, что ее ценовая премия к нефти сорта Brent благодаря высокому качеству составит около 1,5 долл./барр.

По возможностям добычи нефти новое месторождение превосходит открытые ранее месторождения на Каспии и является самым крупным нефтяным месторождением, открытым в России за последние десять лет. По предварительным расчетам максимальный уровень добычи нефти на новом месторождении превысит 5 млн т/год, что позволит группе «ЛУКОЙЛ» существенно повысить рентабельность дорогостоящих работ в Каспийском море.

В целом, за десять лет работы в российском секторе Каспийского моря ЛУКОЙЛ пробурил 9 скважин и открыл запасы углеводородов по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные», оцениваемые в 4,0 млрд барр. н. э. За пять последних лет ЛУКОЙЛ инвестировал более 200 млн долл. в развитие ресурсной базы российского сектора Каспийского моря.

В настоящее время ЛУКОЙЛ ведет доразведку и подготовку к добыче на месторождениях Северного Каспия. Так, например, в 2005 году по заказу группы «ЛУКОЙЛ» на заводе «Астраханский корабель» продолжалось строительство ледостойкой стационарной платформы, предназначенной для работы на шельфе Каспийского моря. По графику в августе 2008 года буровую платформу выведут в море. И уже в 4 квартале того же года начнется бурение эксплуатационных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина.

Коммерческая добыча нефти и газа на месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» на Северном Каспии должна начаться в 2008 году. Первая нефть будет получена на месторождении им. Ю. Корчагина. Затем в разработку будут поочередно введены остальные месторождения. По прогнозам добыча углеводородов на месторождениях российского сектора Каспийского моря к 2015 году составит более 450 тыс. барр. н. э./сут.

Каспийское море является объектом повышенной экологической чувствительности. По этой причине при проведении работ на Каспийском море ЛУКОЙЛ уделяет огромное внимание экологическому аспекту и рассматривает безопасность своей деятельности для окружающей среды в качестве базового элемента своей стратегии.

При разработке месторождений Каспийского моря ЛУКОЙЛ руководствуется Тегеранской конвенцией 2003 года «О защите морской среды Каспийского моря». Перед началом работ на Каспийском море ЛУКОЙЛ провел все необходимые экологические исследования и предусмотрел все природоохранные мероприятия, в том числе их компенсационные и социально-экологические аспекты. Он также проработал технические и технологические решения по проведению геолого-разведочных работ и бурению на основе технологии «нулевого сброса».

В 2004 году на конкурсе «Национальная экологическая премия» за реализацию проекта «Организация геолого-разведочных работ и разработки месторождений углеводородного сырья в заповедной зоне Северного Каспия – экоэффективные инвестиции в устойчивое развитие региона Нижней Волги» ЛУКОЙЛ получил награду за вклад в укрепление экологической безопасности и устойчивое развитие России.

Кроме работ на российской акватории, ЛУКОЙЛ проводит работы на акватории казахстанского (проекты Тюб-Караган и Аташский) и азербайджанского (проекты D-222 и Шах-Дениз) секторов Каспийского моря.

ЛУКОЙЛ вошел в шельфовые проекты Тюб-Караган и Аташский в 2004 году. И уже в 2005 году по проекту Тюб-Караган после завершения сейсморазведочных работ 2D была пробурена первая разведочная скважина глубиной 2,5 тыс. м. Однако она была ликвидирована по геологическим причинам. На соседнем участке Аташский в 2005 году продолжались сейсморазведочные работы 2D, электроразведка и инженерно-геологические исследования перед бурением первой разведочной скважины. Оба проекта реализуются совместно с национальной компанией АО «НК «КазМунай-Газ». Геологические запасы участков оцениваются в 3,6 млрд барр. нефти и 2,8 трлн фут³ газа.

Азербайджанский блок D-222 является продолжением Ялама-Самурского участка в российском секторе Каспийского моря. ЛУКОЙЛ ведет геологоразведку на блоке совместно с Государственной нефтяной компанией Азербайджана, которой принадлежит 20% участия в проекте. В 2005 году было завершено бурение разведочной скважины глубиной 4,5 тыс. м. В ходе работы с применением системы «нулевого сброса» были отмечены газопроявления и получена уни-



ЛУКОЙЛ

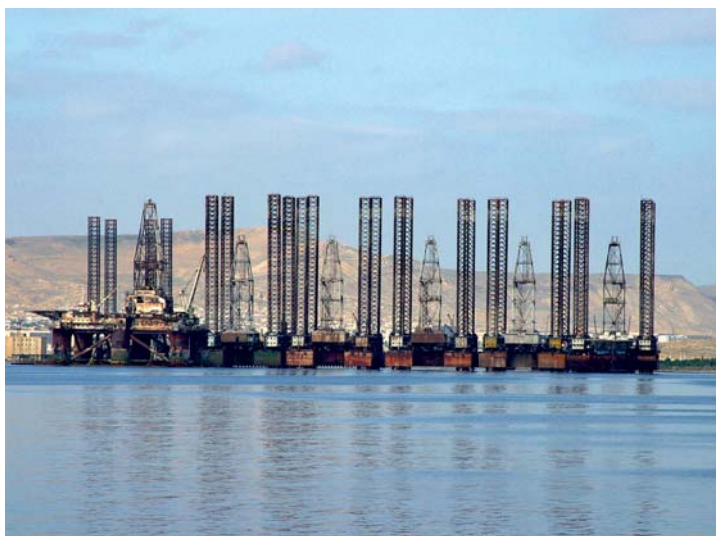
кальная геологическая информация о недрах центральной части Каспия, где разведочное бурение ранее не проводилось. Коммерческих запасов углеводородов обнаружено не было. Скважина была ликвидирована по геологическим причинам и началась подготовка к бурению второй скважины. Геологические запасы блока оцениваются в 6,6 млрд барр. н. э.

Наиболее близким к реализации среди проектов группы «ЛУКОЙЛ» на шельфе Каспийского моря является проект Шах-Дениз. В 2005 году по проекту были завершены работы по строительству добывающей платформы, подводных трубопроводов и экспортного Южно-Кавказского газопровода Баку – Тбилиси – Эрзерум. Добыча газа и конденсата начнется в 3 квартале 2006 года. По прогнозам добыча по проекту к 2015 году достигнет 360 тыс. барр. н. э./сут. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 10%. Прочие участники – Total (10%), NICO (10%), ГНКАР (10%), TRAO (9%), Statoil (25,5%), BP (25,5%, оператор).

ПРИКАСПИЙСКИЙ РЕГИОН

Стремясь занять лидирующее положение в Каспийском регионе, ЛУКОЙЛ не только ведет деятельность на шельфе Каспийского моря, но и активно развивает проекты разведки и разработки месторождений, расположенных на суше прикаспийских государств.

Традиционно ЛУКОЙЛ ведет деятельность на Нижней Волге, где добывает около 75 тыс. барр. н. э./сут углеводородов. Компания ведет активную политику по расширению своей ресурсной базы в данном регионе. Так, в 2005 году ЛУКОЙЛ приобрел контрольный пакет акций ОАО «Приморьнефтегаз», которое владеет лицензией на геологическое изучение Пойменного лицензионного участка, расположенного в 60 км к северу от г. Астрахань в междуречье Волги и Ахтубы. В 2004 году на данном участке было открыто перспективное Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение. На глубине 4 188 м был получен промышленный фонтан газа дебитом 9,2 млн фут³/сут и конденсата дебитом 700 барр./сут. Центрально-Астраханское месторождение является уникальным по составу пластового флюида и аномально высокому пластовому давлению. Запасы конденсата по категориям «вероятные» и «возможные» составляют почти 1,2 млрд барр., газа – 9,8 трлн фут³. Месторождение характеризуется выгодным географическим положением: юг Европейской части России является газодефицитным, к тому же в 300 км от месторождения проходит магистральный газопровод Средняя Азия – Центр. Добыча на Центрально-Астраханском месторождении может составить свыше 400 тыс. барр. н. э./сут.



ЛУКОЙЛ также реализует ряд проектов в Казахстане (Карачаганак, Тенгиз, Кумколь). Доля Группы в добыче по данным проектам в 2005 году составила 96 тыс. барр. н. э./сут, или 4,9% от суммарной добычи Группы. Все проекты успешно развиваются.

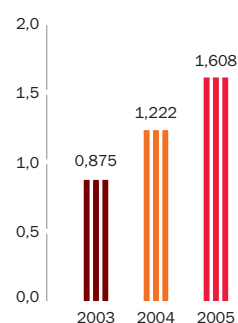
На месторождении Кумколь в 2005 году успешно велось производственное строительство и бурение новых скважин. Всего было введено в эксплуатацию 12 новых скважин со средним дебитом 16,6 т/сут. Также был подготовлен проект строительства завода по сжижению газа мощностью до 300 млн м³/год газа.

На гигантском Карачаганакском месторождении завершена программа бурения многоствольных скважин. Всего были пробурены две многоствольные скважины со средним дебитом 1 013,5 т/сут. Производство стабильного конденсата достигло проектного уровня – 153 тыс. барр./сут. Был подготовлен проект строительства магистрального газопровода Карачаганак-Уральск протяженностью 150 км для полной газификации Западно-Казахстанской области.

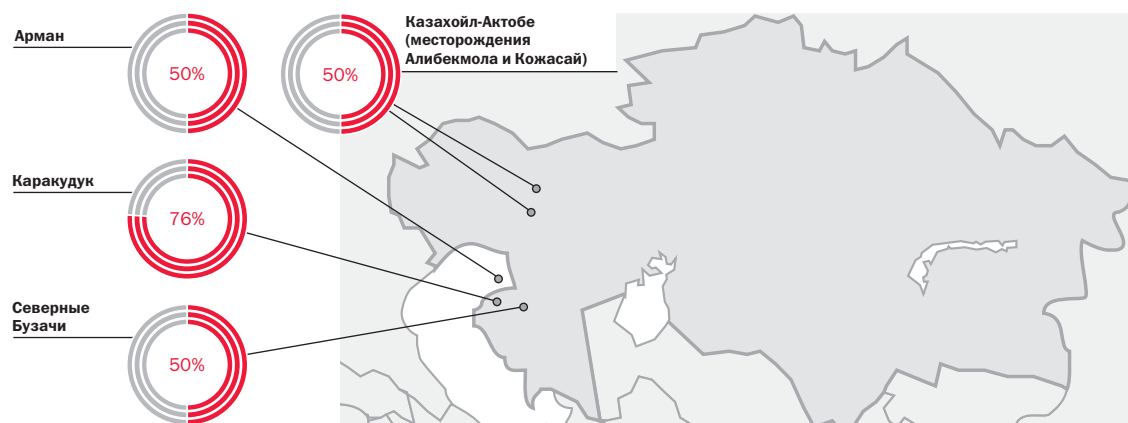
В 2005 году в рамках реализации стратегии по трансформации в глобальную энергетическую компанию и с целью укрепления своих позиций в Каспийском регионе ЛУКОЙЛ приобрел компанию Nelson Resources Limited. Эта компания участвует в проектах по добыче углеводородов в западной части Республики Казахстан на месторождениях Алибекмола, Кожасай, Каракудук, Северные Бузачи и Арман. В большинстве этих проектов Nelson Resources Limited является сооператором. Кроме того, компания является участником опционного соглашения по двум геолого-разведочным блокам в казахстанском секторе Каспийского моря – Южный Жамбай и Южное Забурунье.

Доказанные запасы нефти компании Nelson Resources Limited по состоянию на конец 2005 года составляют 172 млн барр. Среднесуточная добыча нефти в 2005 году составила 32 тыс. барр./сут, или 1,8% от добычи группы «ЛУКОЙЛ». Консолидация Nelson Resources Limited осуществляется с середины октября 2005 года. Ресурсная база Nelson Resources Limited отличается высокой продуктивностью, что подтверждается быстрыми темпами роста добычи компании в последние годы. По прогнозам добыча нефти компанией Nelson Resources Limited к 2009 году будет увеличена до 75 тыс. барр./сут.

Добыча Nelson Resources Limited (по доле участия), млн т



Проекты компании Nelson Resources Limited



Приобретение компании Nelson Resources Limited за 1 951 млн долл. (кроме того, чистый долг компании на момент приобретения составлял 60 млн долл.) стало крупнейшей сделкой за всю историю группы «ЛУКОЙЛ» и позволило Компании переместиться с 9 на 4 место в Казахстане по объемам добычи углеводородов.

ТРАНСПОРТНЫЕ ПРОЕКТЫ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

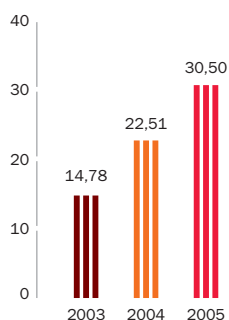
Руководство Компании осознает, что невозможно обеспечить стратегически значимое положение группы «ЛУКОЙЛ» в Каспийском регионе без развития транспортной инфраструктуры. В этой связи ЛУКОЙЛ принимает самое активное участие в реализации транспортных проектов, и прежде всего проекта Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

КТК – нефтепровод протяженностью 1 510 км, соединяющий месторождение Тенгиз с морским терминалом Южная Озереевка, расположенным вблизи Новороссийска. Первое рамочное соглашение о строительстве КТК было подписано в середине 1992 года между Казахстаном, Оманом и Россией. Первая очередь нефтепровода мощностью 28,2 млн т/год была введена в эксплуатацию в конце 2001 года. В октябре 2004 года было принято решение об увеличении мощности КТК до 67 млн т/год к 2008 году. Первый танкер с нефтью, поставленной через КТК, был отгружен в октябре 2001 года.

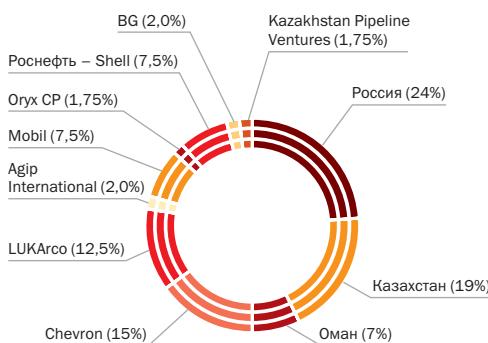
С момента запуска в эксплуатацию в 2001 году по нефтепроводу началась перекачка нефти группы «ЛУКОЙЛ» с месторождения Тенгиз. В октябре 2003 года ЛУКОЙЛ и Petrokazakhstan завершили строительство трубопровода Кумколь–Джусалы. Это позволило поставлять через КТК нефть с месторождения Кумколь (нефть транспортируется до города Джусалы по трубопроводу, далее по железной дороге до КТК). В мае 2004 года было завершено строительство трубопровода Карачаганак–Атырау, что позволило начать перекачку через КТК стабильного газового конденсата группы «ЛУКОЙЛ» с месторождения Карачаганак. Более того, в ноябре 2004 года после сооружения железнодорожного нефтяного терминала рядом с Кропоткинской нефтеперекачивающей станцией по системе КТК была начата перекачка поволжской и западно-сибирской нефти группы «ЛУКОЙЛ» (в 2005 году данные поставки составили 1,4 млн т).

Помимо КТК и сопутствующих трубопроводных проектов в Казахстане ЛУКОЙЛ реализовал проект строительства терминала в поселке Ильинка в Астраханской области. Первая очередь терминала для экспорта нефти была введена в эксплуатацию в октябре 2003 года. Нефть поступает на терминал по железной дороге с последующей перевалкой на танкеры класса «река-море». В настоящее время мощность терминала составляет 2 млн т/год нефти. Терминал может принимать танкеры дедвейтом до 5 тыс. т и используется в том числе для поставок нефти в Иран по схеме замещения.

Объемы транспортировки через КТК, млн т



Акционеры Каспийского трубопроводного консорциума (01.01.2006)



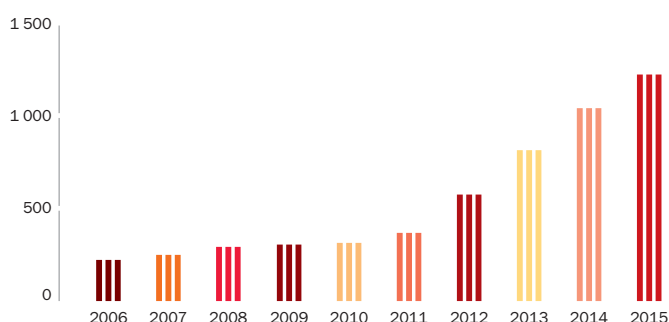
ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРОЕКТЫ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

ЛУКОЙЛ стремится в регионе не только осуществлять операции по добыче нефти и газа, но и создавать добавленную стоимость путем переработки углеводородов. Так, в 2005 году Компания приняла решение о строительстве газохимического комплекса (ГХК) на юге России для переработки газа и конденсата, добываемых в Каспийском регионе. Ежегодно ГХК будет перерабатывать более 14 млрд м³ газа и 600 тыс. т конденсата. Выгодное географическое положение комплекса определяется близостью к конечному потребителю и экспортным рынкам. В 2006 году планируется разработать технико-экономическое обоснование инвестиций в ключевые производственные объекты комплекса.

Помимо описанного выше проекта ЛУКОЙЛ также участвовал в проекте строительства Карачаганакского перерабатывающего комплекса (КПК) мощностью 7 млн т в год. На КПК происходит подготовка сырья с месторождения Карачаганак. Она включает разделение поступающей смеси углеводородов, дегидрирование, стабилизацию конденсата и подачу его в магистральный трубопровод, а также подготовку газа. Завершение строительства КПК в 2004 году позволило начать экспорт стабильного газового конденсата через КТК.

ЛУКОЙЛ в полной мере осознает стратегическую важность Каспийского региона и намерен продолжать расширение своей деятельности на Каспии и реализацию имеющихся проектов. В 2015 году прогнозная добыча Компании по имеющимся проектам в Каспийском регионе составит около 1,3 млн барр./сут.

Прогноз добычи углеводородов группы «ЛУКОЙЛ»
в Каспийском регионе, тыс. барр. н. э./сут



АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и некоторые другие, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. также «Заявления прогнозного характера» на с. 185, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2005	Изменение к 2004	2004	Изменение к 2003	2003
Выручка от реализации, включая акцизы и экспортные пошлины (млн долл. США)	55 774	64,8%	33 845	53,0%	22 118
Чистая прибыль (млн долл. США)	6 443	51,7%	4 248	14,8%	3 701
Чистая прибыль за вычетом эффекта от изменения учетной политики и выручки от продажи доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» (млн долл. США)	6 443	51,7%	4 248	78,0%	2 386
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (EBITDA) (млн долл. США)	10 404	44,4%	7 203	27,9%	5 630
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (долл. США):					
Базовая прибыль	7,91	52,1%	5,20	15,0%	4,52
Разводненная прибыль	7,79	51,9%	5,13	15,3%	4,45
Добыча нефти дочерними компаниями Группы (тыс. т)	86 193	4,6%	82 408	8,3%	76 072
Добыча нефти Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	90 158	4,6%	86 200	7,4%	80 226
Производство нефтепродуктов компаниями Группы (тыс. т)	44 182	8,2%	40 825	4,1%	39 233

В 2005 г. чистая прибыль составила 6 443 млн долл. США, что на 2 195 млн долл. США больше, чем в 2004 г.

Рост чистой прибыли был вызван благоприятной ценовой конъюнктурой в течение всего 2005 г. и эффективным контролем над расходами. Вместе с тем рост прибыли сдерживался ростом налогового бремени. Влияние этого, а также других факторов, подробно рассмотрено в настоящем отчете.

СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Деятельность Группы можно разделить на три основных операционных сегмента:

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

Другими видами деятельности являются банковская, финансовая и иная деятельность. Указанные основные сегменты являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают нефть у предприятий сегмента разведки и добычи. В силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть на внутреннем рынке» на с. 104, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным. Поэтому цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и других факторов. Соответственно, анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искаженное представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий этих сегментов. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, однако при этом приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 23 к консолидированной финансовой отчетности.

ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ИЗМЕНЕНИЯ В ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

Реструктуризация

В 2005 г. мы продолжили выполнение плана реструктуризации, направленного на повышение эффективности деятельности и максимальное увеличение рыночной стоимости акций Компании. Планом предусматриваются следующие меры: (а) увеличение экспорта нефти и нефтепродуктов; (б) ускорение темпов разработки наиболее продуктивных месторождений; (в) закрытие малодебитных скважин; (г) применение современных технологий искусственного повышения нефтеотдачи пласта; (д) отбор сервисных компаний, предлагающих наиболее выгодные условия; (е) отказ от непрофильных производств, в том числе от ряда добывающих проектов, в которых мы не являемся оператором, сокращение численности персонала; (ж) более последовательное применение принципа оплаты труда по результатам деятельности; (з) совершенствование административно-управленческой работы.

В 2005 и 2004 гг. Компания достигла следующих результатов:

- Экспорт и реализация за рубежом нефти и нефтепродуктов в 2005 г. по сравнению с 2004 г. выросли в объеме на 17,3%, в то время как продажа нефти на внутреннем рынке уменьшилась на 58,9%.
- Были введены в эксплуатацию 8 новых нефтяных и 1 новое газовое месторождения (7 нефтяных месторождений в 2004 г.), что позволило увеличить добычу, несмотря на то, что одновременно с этим проводилась программа закрытия малодебитных скважин.
- Были выведены из эксплуатации 425 малодебитных скважин (1 161 в 2004 г.). В 2005 г. средние дебиты скважин увеличились до 11,07 тонн в день, или на 3,5% по сравнению с 2004 г.
- В августе 2004 г. Компания заключила соглашение на продажу своей доли в размере 99% в ОАО Банк «Петрокоммерц» (далее – «Банк») за 214 млн долл. США группе компаний, принадлежащих связанной стороне, руководство которой включает некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров. Компания использовала независимую оценку при определении цены продажи. Сделка предусматривала два этапа. Первый этап, представляющий продажу 78%-й доли Группы за 169 млн долл. США, был завершен 22 сентября 2004 г. Второй этап, на котором Группа должна была продать свою оставшуюся 21%-ю долю в уставном капитале Банка за 45 млн долл. США, должен был быть завершен до конца июня 2007 г. В декабре 2005 г. Группа и покупатель аннулировали соглашение, связанное со второй частью сделки. Впоследствии, в декабре 2005 г.,

Группа организовала открытый аукцион по продаже принадлежащей ей 21%-й доли и подписала соглашение с покупателем – той же связанной стороной. Стоимость сделки составила 33 млн долл. США. Она должна быть завершена в июне 2006 г.

■ В ноябре 2004 г. Компания заключила соглашение о продаже своей 100%-й дочерней буровой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» и ее дочерних обществ за 69 млн долл. США. Условия договора требовали заключения пятилетнего контракта на обеспечение Группы услугами по бурению и пересмотра условий финансирования, ранее предоставленного Группой ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение». Сделка была завершена в конце декабря 2004 г.

■ Иные результаты, достигнутые в 2005 г., детально рассмотрены в других частях отчета.

Стратегический альянс с «КонокоФиллипс»

В сентябре 2004 г. ЛУКОЙЛ и компания «КонокоФиллипс» заключили соглашение о широкомасштабном стратегическом альянсе. В июне 2005 г. ЛУКОЙЛ и компания «КонокоФиллипс» создали совместное предприятие для разработки углеводородов на севере Тимано-Печорского региона Европейской части России. Совместное предприятие управляется Группой и компанией «КонокоФиллипс» на паритетной основе. В то же время прибыль от участия в этом проекте будет распределяться в соотношении 70% и 30% соответственно. Совместное предприятие создано на базе нашего 100%-го дочернего предприятия ООО «Нарьянмарнефтегаз» путем продажи компании «КонокоФиллипс» 30%-й доли в нем за 529 млн долл. США. Производительность ООО «Нарьянмарнефтегаз» в 2005 г. составила примерно 11 тыс. барр. в сутки.

Изменения в составе Группы

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

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

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

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

В июле 2005 г. ЛУКОЙЛ завершил сделку по продаже 100%-й доли в добывающей компании ЗАО «Арктикнефть». Сумма сделки составила около 40 млн долл. США и включает в себя погашение задолженности ЗАО «Арктикнефть» перед компаниями Группы в сумме около 20 млн долл. США. В первом полугодии 2005 г. ЗАО «Арктикнефть» добыло 30,3 тыс. т нефти.

В июне 2005 г. Группа продала свою 38%-ю долю в строительной компании ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (ранее именуемой ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой») за 69 млн долл. США.

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

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

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

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

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Изменение цен нефти и продукции нефтепереработки

Цена, по которой мы можем продавать нефть и нефтепродукты, является основным фактором, определяющим наши доходы. В течение 2005 г. цены на нефть стабильно росли в связи с ростом мировой экономики, в основном благодаря США и Китаю, а также ростом общемирового потребления нефти и нехваткой перерабатывающих и сбытовых мощностей в некоторых регионах. В августе 2005 г. в результате перебоев в снабжении США нефтью, вызванных последствиями ураганов «Рита» и «Катрина», цены на нефть достигли своего очередного рекордного значения в абсолютном выражении. По данным Международного энергетического агентства (IEA), в 2005 г. мировой спрос на нефть и, соответственно, нефтепродукты достиг уровня 83,3 млн барр. в день, что на 1,3% превышает уровень 2004 г. и на 5,2% – уровень 2003 г. Добыча стран-членов ОПЕК в 2005 г. составила в среднем 30,0 млн барр. в день, что на 2,6% выше, чем в 2004 г., и близко к предельным объемам добычи нефти странами ОПЕК. При этом текущая рыночная конъюнктура находится под влиянием высоких политических рисков, а также рисков природных катастроф, в результате которых возможно сокращение добычи нефти. Указанные факторы свидетельствуют о том, что в среднесрочной перспективе цены на нефть будут оставаться на стабильно высоком уровне.

Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведенной ниже таблице отражены средние экспортные цены на нефть и нефтепродукты в 2005, 2004 и 2003 гг. на основе усредненных показателей региона Северной Европы.

	2005	Изменение к 2004	2004	Изменение к 2003	2003
	(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)				
Нефть марки «Брент»	54,31	41,9%	38,27	33,3%	28,71
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)*	50,67	46,9%	34,50	27,6%	27,03
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам)*	50,12	46,9%	34,13	26,6%	26,96
	(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)				
Мазут 3,5% (ФОВ Роттердам)	229,92	51,4%	151,81	2,3%	148,37
Дизельное топливо (ФОВ Роттердам)	505,01	44,5%	349,37	37,8%	253,53
Высокооктановый бензин (ФОВ Роттердам)	534,11	33,4%	400,33	35,2%	296,13
* Компания реализует нефть на внешних рынках на различных условиях поставки. Поэтому средняя сложившаяся цена реализации нефти на внешних рынках отличается от средних цен нефти марки «Юралс» на рынках Средиземноморского региона и Северной Европы.					

Цены на нефть на внутреннем рынке

Практически вся нефть добывается в России такими вертикально интегрированными компаниями, как наша. Это приводит к тому, что большая часть операций проводится между компаниями, входящими в состав той или иной вертикально интегрированной группы. В результате понятие сопоставимой цены на нефть отсутствует. В сущности, цены реализации нефти на традиционных международных рынках будут выше цен в России из-за дополнительных транспортных расходов по доставке нефти от границы России до конечного покупателя, а также экспортных пошлин. Однако цена на нефть, которая не перерабатывается и не экспортируется ни одной из вертикально интегрированных компаний, определяется, 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 влияния экономических условий и конкуренции в регионах.

Цены на нефтепродукты на внутреннем рынке

Цены на нефтепродукты на внутреннем рынке в определенной степени зависят от мировых цен на нефть, но при этом на них также оказывают прямое влияние конкуренция и спрос на местном уровне. В целом цены на нефтепродукты, реализуемые на территории России в розницу, сопоставимы с ценами на нефтепродукты на розничном рынке США. Так, например, в 2005 г. розничная цена бензина марки Regular в США составляла около 60 центов за литр, что на 22,0% выше, чем в 2004 г. Розничная цена бензина аналогичного качества (Аи-95) в центральном регионе России в 2005 г. составляла примерно 57 центов за литр, что на 22,0% выше, чем в предыдущем году.

В таблице ниже приведены средние оптовые рыночные цены реализации нефтепродуктов в России за 2005, 2004 и 2003 гг.

(долл/т.)	2005	Изменение к 2004	2004	Изменение к 2003	2003
Мазут топочный	122,54	73,1%	70,78	(3,9)%	73,64
Дизельное топливо	419,74	47,4%	284,75	39,1%	204,64
Бензин (А-92)	486,71	27,3%	382,19	35,1%	282,88
Бензин (Аи-95)	532,52	25,7%	423,60	33,6%	317,17

Источник: Кортес (за вычетом НДС).

Обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции

Значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов в России 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.

Приведенная 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.

	2005	2004	2003
Рублевая инфляция (ИПЦ)	10,9%	11,7%	12,0%
Номинальное (обесценение)/укрепление обменного курса (рубль к доллару США)	(3,7)%	5,8%	7,3%
Реальное укрепление обменного курса (рубль к доллару США)	6,9%	18,5%	20,8%
Средний обменный курс за период (рубль к доллару США)	28,29	28,82	30,69
Обменный курс на конец периода (рубль к доллару США)	28,78	27,75	29,45

Налоговая нагрузка

С учетом масштабов деятельности Компании в России наше положение в качестве налогоплательщика во многом определяется налогами, уплачиваемыми в России (на основе данных, составленных в соответствии с российским законодательством, а не ОПБУ США). В 2005, 2004 и 2003 гг. налоги на российскую долю операций составляли более 80% всех наших налоговых расходов.

В дополнение к налогу на прибыль существует целый ряд других российских налогов, базой для уплаты которых являются 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
- НДС
- прочие местные налоги и сборы

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем налогов, включая налог на прибыль, налоги, кроме налога на прибыль, а также акцизные сборы и экспортные тарифы, поделенный на величину прибыли до налогообложения и уплаты соответствующих налогов и сборов) составляли в 2005, 2004 и 2003 гг. 74%, 71% и 64% соответственно. В 2005 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила 51,8% выручки от реализации в России.

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. В 2005 г. Группа признала затраты в размере 163 млн долл. США по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествующие 2004-му финансовому году.

Средние ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний Российской Федерации, составили в рассматриваемых периодах:

		2005*	Изменение к 2004	2004*	Изменение к 2003	2003*
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	130,62	134,2%	55,77	83,5%	30,40
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки:						
Легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	92,26	143,2%	37,93	38,6%	27,36
Жидкие топлива (мазут)	долл./т	52,73	43,9%	36,64	33,9%	27,36
Акцизы на продукты нефтепереработки:						
Высокооктановый бензин	руб./т	3 629,00	8,0%	3 360,00	12,0%	3 000,00
Низкооктановый бензин	руб./т	2 657,00	8,0%	2 460,00	12,3%	2 190,00
Дизельное топливо	руб./т	1 080,00	8,0%	1 000,00	12,4%	890,00
Моторные масла	руб./т	2 951,00	8,0%	2 732,00	12,0%	2 440,00
Налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	1 876,26	78,2%	1 052,76	31,4%	801,44
* Средние значения.						

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

	2005*	Измене- ние к 2004	2004*	Измене- ние к 2003	2003*
	(в долл. США за тонну)				
Акцизы на продукты нефтепереработки:					
Высокооктановый бензин	128,29	10,0%	116,59	19,3%	97,76
Низкооктановый бензин	93,93	10,0%	85,36	19,6%	71,36
Дизельное топливо	38,18	10,0%	34,70	19,7%	29,00
Моторные масла	104,33	10,0%	94,80	19,2%	79,51
Налог на добычу полезных ископаемых	66,33	81,7%	36,51	39,8%	26,12
* Средние значения.					

Ставки ряда налогов в 2005 г. значительно изменились по сравнению с предыдущим годом. Так, например, средняя ставка пошлины на экспорт нефти увеличилась по сравнению с 2004 г. на 134,2%. При этом увеличение ставки пошлины примерно на 89% произошло в результате роста цен на нефть, а оставшиеся 45% – результат изменения порядка расчета ставки с июня 2004 г. (см. ниже). Пошлины на экспорт бензинов, реактивного топлива, дизельного топлива и газойлей выросли на 143,2%. Акцизы на реализацию нефтепродуктов в России выросли примерно на 10,0%.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых увеличилась по сравнению с 2004 г. на 78,2% из-за роста цен на нефть марки «Юралс», а также вследствие изменения методики расчета налога с 1 января 2005 г.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых определяется следующим образом. С 1 января 2005 г. базовая ставка составляет 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти (в 2004 г. – 347 руб.) и в дальнейшем корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и обменного курса рубля. Ставка налога равна нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода меньше или равна 9,00 долл./барр. (до 1 января 2005 г. нижняя необлагаемая налогом граница составляла 8,00 долл./барр.). В результате дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл./барр. выше установленного минимального уровня (9,00 долл./барр.) ведет к росту ставки налога на 1,61 долл./т добычи (или на 0,22 долл./барр., при использовании коэффициента пересчета равного 7,33). В 2004 г. дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1 долл./барр. выше установленного минимального уровня (8,00 долл./барр.) приводил к росту ставки налога на 1,38 долл./т добычи (или на 0,19 долл./барр., при коэффициенте пересчета равном 7,33).

С июня 2004 г. действует следующий порядок определения ставок вывозных пошлин на экспорт нефти. Введена трехуровневая прогрессивная шкала расчета. Ставка пошлины равна нулю в том случае, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» меньше или равна 15,00 долл./барр. (109,50 долл./т). Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. в интервале цен от 15,00 долл./барр. до 20,00 долл./барр. (146,00 долл./т) ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,35 долл./барр. В интервале цен от 20,00 долл./барр. до 25,00 долл./барр. (182,50 долл./т) каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,45 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр. прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,65 долл./барр.

До июня 2004 г. ставка экспортной пошлины на нефть рассчитывалась следующим образом. Ставка пошлины равнялась нулю в том случае, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» была меньше или равна 15,00 долл./барр. Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1,00 долл./барр. в интервале цен от 15,00 долл./барр. до 25,00 долл./барр. вел к росту экспортной пошлины на нефть на 0,35 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышала 25,00 долл./барр., при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр. прирост экспортной пошлины на нефть составлял 0,40 долл./барр.

Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты определяются постановлениями Правительства Российской Федерации. Величина ставок зависит от внутреннего спроса на нефтепродукты, а также конъюнктуры на мировом рынке нефти. Экспорт нефти и нефтепродуктов в страны СНГ, за исключением Украины, не облагается экспортными пошлинами.

ОСНОВНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

В 2004 г. Совет директоров одобрил программу развития Компании, в которой были установлены производственные цели на ближайшие 10 лет. В соответствии с ней среднедневная добыча углеводородов Компанией в 2014 г. должна составить более 3,3 млн барр. нефтяного эквивалента в день. Это соответствует росту добычи нефти на 41% по отношению к уровню 2004 г. и 8-кратному увеличению объемов добычи газа. В 2005 г. мы продолжили реализацию указанной стратегии в качестве основы для нашей деятельности (подробное обсуждение приводится ниже).

Добыча нефти

В соответствии с нашей долгосрочной стратегией мы увеличили среднедневной объем добычи нефти на 4,7% по сравнению с 2004 г. (с учетом нашей доли в добыче зависимых обществ) и добыли в 2005 г. 664,3 млн барр. нефти (90,2 млн т).

	2005	Изменение к 2004	2004	Изменение к 2003	2003
Среднедневное производство нефти, включая долю Компании в зависимых обществах (тыс. барр./сут)	1 820	4,7%	1 738	7,2%	1 622
Нефть, направленная на переработку на собственных НПЗ (тыс. барр./сут)	945	8,7%	869	2,8%	845

В приведенной ниже таблице отражены данные по добыче нефти дочерними компаниями Группы по регионам (без учета нашей доли в добыче зависимых обществ) в 2005 и 2004 гг.

(тыс. т)	2005	Изменение к 2004			2004
		Итого в %	Изменение структуры	Органический прирост	
Западная Сибирь	57 345	3,1%	-	1 715	55 630
Республика Коми	10 046	5,1%	125	360	9 561
Урал	10 234	2,2%	-	224	10 010
Поволжье	3 001	1,1%	-	32	2 969
Тимано-Печора (Ненецкий автономный округ)	1 739	16,8%	(18)	268	1 489
Прочие регионы России	1 815	31,5%	(13)	448	1 380
Добыча в России	84 180	3,9%	94	3 047	81 039
Добыча за рубежом	2 013	47,0%	361	283	1 369
Итого добыча	86 193	4,6%	455	3 330	82 408

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, является Западная Сибирь. На месторождениях в Западной Сибири в 2005 г. было добыто 66,5% от общего объема добычи нефти (в 2004 г. 67,5%). Рост объемов добычи в Западной Сибири составил 3,1%. Органический рост в традиционных регионах добычи вызван проведением мероприятий по улучшению и оптимизации методов добычи нефти, в результате чего средние дебиты скважин выросли с 10,70 т нефти в день в 2004 г. до 11,07 т нефти в день в 2005 г., или на 3,5%. Кроме освоения традиционных регионов добычи мы продолжили освоение новых регионов. Ввод в промышленную эксплуатацию новых месторождений в Ненецком автономном округе позволил увеличить добычу в этом регионе в 1,2 раза по сравнению с 2004 г. В третьем квартале 2004 г. мы начали промышленную эксплуатацию месторождения Кравцовское (Д-6), расположенного на шельфе Балтийского моря. В 2005 г. на месторождении добыто 562 тыс. т нефти и ожидается, что к 2007 г. годовая добыча нефти составит 700 тыс. т. Рост объемов добычи нефти за рубежом за счет изменения структуры Группы в 2005 г. связан с консолидацией доли Компании в добыче на месторождении Мелейя в Египте в результате увеличения нашей доли в совместном предприятии «ЛУКАджип Н.В.» в конце 2004 г., а также с приобретением нами компании «Нельсон» в октябре-декабре 2005 г.

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

	2005		2004		2003	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	10 760	1 468	20 810	2 839	34 436	4 698
Закупки нефти за рубежом	69 122	9 430	64 695	8 826	59 278	8 087
Итого закупки нефти	79 882	10 898	85 505	11 665	93 714	12 785

Объем нефти, приобретенной в России в 2005 г., был на 1 371 тыс. т меньше, чем в 2004 г., в результате снижения закупок от третьих лиц. Однако закупки у зависимых компаний увеличились на 587 тыс. т за счет закупок нефти у ООО «Геойлбент» – недавно приобретенной зависимой компании. Закупки нефти за рубежом выросли в 2005 г. на 604 тыс. т по сравнению с прошедшим годом в связи с тем, что в 2005 г. мы расширили нашу деятельность на международных рынках.

Добыча газа

В 2005 г. добыча товарного газа (с учетом нашей доли в добыче зависимых обществ) составила 5 635 млн куб. м газа, или на 14,4% больше, чем в 2004 г. В апреле 2005 г. Компания запустила в эксплуатацию Находкинское газовое месторождение и добыла в 2005 г. 472 млн куб. м природного газа. Этот проект является первым шагом по освоению месторождений Большехетской впадины, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе. Ожидается, что в 2007 г. месторождение выйдет на проектную мощность с годовым объемом добычи 10 млрд куб. м газа. Освоение месторождений Большехетской впадины является центральным элементом стратегии развития газового бизнеса Компании.

	2005	Изменение к 2004	2004	Изменение к 2003	2003
Среднедневное производство газа, включая долю Компании в зависимых обществах (млн куб. футов в день)	545	14,8%	475	30,5%	364

Переработка и сбыт

Компания владеет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в Европейской части России, и тремя заводами за рубежом – в Болгарии, на Украине и в Румынии. Румынский НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» до октября 2004 г. находился на реконструкции. В октябре 2004 г. «Петротел-ЛУКОЙЛ» возобновил свою деятельность. В августе 2005 г. мы начали широкомасштабную реконструкцию Одесского НПЗ, которую планируется завершить в течение трех лет.

Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в целом в 2005 г. выросло на 8,2% по сравнению с 2004 г. Производство нефтепродуктов на российских НПЗ выросло на 5,5%. Зарубежные НПЗ увеличили производство на 20,4% в основном в связи с вводом в эксплуатацию завода «Петротел-ЛУКОЙЛ».

В конце 2004 г. мы начали менять ассортимент выпускаемой продукции в целях повышения ее качества и прибыльности наших операций. Так, в 2005 г. мы произвели 4 671 тыс. т дизельного топлива, соответствующего стандарту Евро-4 и Евро-5 на российских НПЗ Группы (в 2004 г. – 772 тыс. т).

Наряду с собственным производством нефтепродуктов, мы также перерабатывали нашу нефть на заводах третьих сторон. В 2005 г. в России мы переработали 1 634 тыс. т нефти, обеспечивая деятельность сбытовых компаний Группы в Уральском регионе. Для обеспечения нефтепродуктами наших розничных сетей в Восточной Европе мы переработали в 2005 г. 1 213 тыс. т нефти на заводах, расположенных в Белоруссии и Сербии.

В 2005 г. мы продолжили расширение операций по реализации нефтепродуктов, закупленных у третьих сторон, на рынках Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Северной и Центральной Америки. Торговые операции в основном включают в себя оптовые и бункеровочные операции в Западной Европе и Юго-Восточной Азии, а также розничные продажи в США, странах Балтии и некоторых других регионах. Общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц для оптовой реализации и снабжения розничных сетей в 2005 г., составил 32 225 тыс. т, или 15 021 млн долл. США (20 279 тыс. т, или 6 843 млн долл. США, в 2004 г.). Увеличение закупок произошло в ре-

зультате продолжающегося развития имеющихся розничных сетей за рубежом и структурных изменений в наших розничных сетях. Так, в мае 2004 г. мы приобрели сеть АЗС в США и в марте 2005 г. – сеть АЗС в Финляндии.

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

В следующих таблицах представлены данные об объемах переработки нефти, а также об объемах приобретенных нефтепродуктов.

	2005	2004	2003
	(тыс. т)		
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в России	35 290	33 438	32 444
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы за рубежом	8 892	7 387	6 789
Итого производство нефтепродуктов	44 182	40 825	39 233
Закупки нефтепродуктов в России	1 394	2 020	1 399
Закупки нефтепродуктов за рубежом	32 238	20 507	14 396
Итого закупки нефтепродуктов	33 632	22 527	15 795

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России

ЛУКОЙЛ транспортирует большую часть добытой нефти через магистральную трубопроводную систему «Транснефть». Доступ к экспортной трубопроводной сети, принадлежащей компании «Транснефть», предоставляется на поквартальной основе исходя из объемов добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемых направлений ее экспорта. В то же время российские компании испытывают ограничения по экспорту нефти из России в связи с ограниченными пропускными возможностями российской транспортной инфраструктуры на наиболее прибыльных экспортных направлениях.

Для того чтобы расширить возможности российских компаний экспортировать нефть, компания «Транснефть» увеличила в 2005 г. пропускную способность Балтийской трубопроводной системы примерно до 60 млн т нефти в год. В 2005 г. это позволило нам увеличить экспорт нефти через терминал в Приморске до 9 713 тыс. т, что на 1 316 тыс. т больше, чем в 2004 г.

Поскольку нефть марки «Юралс», транспортируемая через систему магистральных трубопроводов, является смесью нефти разного качества, российские компании, добывающие более качественную нефть, не могут получить дополнительную прибыль от ее продажи, используя транспортную систему «Транснефть».

Однако доступ к международным рынкам, минуя систему «Транснефть», может осуществляться по железной дороге, морским транспортом или через собственную экспортную инфраструктуру. Наша экспортная инфраструктура включает в себя порт Высоцк в Ленинградской области, терминал Варандей в Ненецком автономном округе и терминал в поселке Ижевское Калининградской области. В 2005 г. Компания экспортировала 8,5% общего объема добычи, или 7 288 тыс. т (в 2004 г. 7 389 тыс. т), минуя систему «Транснефть», в том числе через собственную экспортную инфраструктуру – 3 755 тыс. т (в 2004 г. 2 319 тыс. т). В третьем квартале 2005 г. мы приостановили экспорт нефти через терминал в Высоцке в связи с ростом пропускной способности Балтийской трубопроводной системы. В настоящее время терминал используется для экспорта нефтепродуктов. В дальнейшем его предполагается использовать как для экспорта нефти, так и для экспорта нефтепродуктов в зависимости от рыночной конъюнктуры.

В 2005 г. мы поставили в Китай 774 тыс. т нефти (в 2004 г. нефть в Китай не экспортировалась).

Объемы экспорта нефти из России дочерними предприятиями Группы приведены ниже.

	2005		2004		2003	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	282 418	38 529	285 204	38 909	240 150	32 763
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	53 421	7 288	54 161	7 389	39 342	5 367
Всего экспорт нефти из России	335 839	45 817	339 365	46 298	279 492	38 130

В 2005 г. экспорт нефтепродуктов из России составил 16,6 млн т, что на 17,7% больше, чем в 2004 г.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В 2005 И 2004 гг.

В приведенной ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках за указанные периоды. Все суммы выражены в млн долл. США, за исключением прибыли на акцию и показателей изменений к 2004 г.

	2005	Изменение к 2004	2004
Выручка			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	55 774	64,8%	33 845
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	441	107,0%	213
Итого выручка	56 215	65,1%	34 058
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы	(3 487)	21,1%	(2 880)
Стоимость приобретенной нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	(19 398)	91,6%	(10 124)
Транспортные расходы	(3 519)	26,4%	(2 784)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(2 578)	27,4%	(2 024)
Износ и амортизация	(1 315)	22,3%	(1 075)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(6 334)	80,7%	(3 505)
Акцизы и экспортные пошлины	(9 931)	89,2%	(5 248)
Затраты на геолого-разведочные работы	(317)	85,4%	(171)
Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов	52	—	(213)
Прибыль от основной деятельности	9 388	55,6%	6 034
Расходы по процентам	(275)	(8,3)%	(300)
Доходы по процентам и дивидендам	96	(46,7)%	180
(Убытки) прибыли по курсовым разницам	(134)	—	135
Прочие внеоперационные (расходы) доходы	(44)	—	21
Доля миноритарных акционеров	(121)	95,2%	(62)
Прибыль до налога на прибыль	8 910	48,3%	6 008
Текущий налог на прибыль	(2 301)	42,6%	(1 614)
Отложенный налог на прибыль	(166)	13,7%	(146)
Итого налог на прибыль	(2 467)	40,2%	(1 760)
Чистая прибыль	6 443	51,7%	4 248
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США):			
Базовая прибыль	7,91	52,1%	5,20
Разводненная прибыль	7,79	51,9%	5,13

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	2005		2004	
	(млн долл. США)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	15 589	28,0%	10 338	30,5%
Экспорт и продажи в странах СНГ	778	1,4%	602	1,8%
Продажи на внутреннем рынке	120	0,2%	181	0,5%
	16 487	29,6%	11 121	32,8%
Нефтепродукты				
Экспорт и реализация на международных рынках				
Оптовая реализация	22 923	41,1%	11 403	33,7%
Розничная реализация	6 293	11,3%	3 914	11,6%
Продажи на внутреннем рынке				
Оптовая реализация	4 753	8,5%	3 429	10,1%
Розничная реализация	1 972	3,5%	1 236	3,7%
	35 941	64,4%	19 982	59,1%
Нефтехимические продукты				
Экспорт и продажи на международных рынках	1 134	2,0%	1 021	3,0%
Продажи на внутреннем рынке	469	0,9%	332	1,0%
	1 603	2,9%	1 353	4,0%
Прочие виды продукции	1 743	3,1%	1 389	4,1%
Продажи, всего	55 774	100,0%	33 845	100,0%

Объемы продаж	2005		2004	
Нефть	(тыс. барр.)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	312 712		307 523	
Экспорт и продажи в странах СНГ	23 852		29 877	
Продажи на внутреннем рынке	4 926		11 999	
Нефть	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	42 662	34,7%	41 954	38,6%
Экспорт и продажи в странах СНГ	3 254	2,6%	4 076	3,7%
Продажи на внутреннем рынке	672	0,5%	1 637	1,5%
	46 588	37,8%	47 667	43,8%
Нефтепродукты	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках				
Оптовая реализация	49 549	40,2%	35 946	33,1%
Розничная реализация	7 117	5,8%	5 480	5,0%
Продажи на внутреннем рынке				
Оптовая реализация	16 421	13,3%	16 981	15,6%
Розничная реализация	3 549	2,9%	2 743	2,5%
	76 636	62,2%	61 150	56,2%
Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	123 224	100,0%	108 817	100,0%

Средние сложившиеся цены реализации	2005		2004	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ)	49,85	365,41	33,62	246,42
Нефть (в странах СНГ)	32,63	239,20	20,13	147,57
Нефтепродукты				
Оптовая реализация		462,61		317,24
Розничная реализация		884,30		714,19
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть	24,44	179,15	15,09	110,58
Нефтепродукты				
Оптовая реализация		289,41		201,94
Розничная реализация		555,80		450,64

В 2005 г. наша выручка от реализации увеличилась на 21 929 млн долл. США, или на 64,8%, по сравнению с 2004 г.

Общий объем реализованных нефти и нефтепродуктов достиг 123,2 млн т, что на 13,2% больше, чем в 2004 г. Выручка от продаж нефти выросла на 5 366 млн долл. США, или на 48,3%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 15 959 млн долл. США, или на 79,9%.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла 83,3% в 2005 г. по сравнению с 80,4% в 2004 г.

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- благоприятная ценовая конъюнктура (см. раздел «Изменение цен нефти и продукции нефтепереработки» на с. 103)
- увеличение общего объема добычи нефти (см. раздел «Добыча нефти» на с. 107)
- увеличение объема операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц (см. с. 108)
- увеличение объемов переработки нефти

Реализация нефти

В 2005 г. Компания сократила объем продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с 2004 г. на 965 тыс. т, или на 58,9%. В основном это связано с увеличением объемов переработки нефти в России.

В целях получения выгоды от роста цен на нефтепродукты на российском и зарубежных рынках, а также из-за того, что пошлины на экспорт нефти выше, чем пошлины на экспорт нефтепродуктов, в 2005 г. мы снизили объем экспорта нефти из России на 481 тыс. т, или на 1,0%, по сравнению с 2004 г.

Реализация нефтепродуктов

Выручка от реализации нефтепродуктов составила 64,4% от общей выручки (62,2% от общего объема продаж) по сравнению с 59,1% от общей выручки в 2004 г. (56,2% от общего объема продаж). Доля нефтепродуктов, реализуемых нами на внутреннем рынке, составляет 16,2% от общего объема наших продаж (18,1% в 2004 г.), но представляет 12,0% общей выручки (13,8% в 2004 г.). Уменьшение доли внутренних продаж объясняется значительным расширением объема наших операций за рубежом.

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 145,37 долл./т, или на 45,8%, по сравнению с 2004 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителем за пределами Российской Федерации, увеличился на 13 603 тыс. т, или на 37,8% (см. также раздел «Переработка и сбыт» на с. 108). В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов увеличилась на 11 520 млн долл. США, или на 101,0%.

В 2005 г. реализация нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации увеличилась на 1 637 тыс. т, или на 29,9%, по сравнению с 2004 г. Указанный рост является результатом развития наших розничных сетей в других странах, а также следствием структурных изменений. Так, в мае 2004 г. мы приобрели сеть АЗС в США и в марте 2005 г. – сеть АЗС в Финляндии. Средняя розничная цена в 2005 г. выросла до 884,30 долл./т, или на 23,8%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 2 379 млн долл. США, или на 60,8%. Выручка от розничных продаж в 2005 г. составляет 21,5% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках (в 2004 г. – 25,6%). Розничные продажи за рубежом включают в себя поставки нефтепродуктов на сторонние АЗС, осуществляемые в рамках долгосрочных контрактов, цены поставок по которым незначительно отличаются от розничных.

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в 2005 г. незначительно уменьшилась по сравнению с 2004 г. ввиду роста розничной реализации и увеличения объемов экспорта из Российской Федерации. Средняя цена оптовой реализации увеличилась на 87,47 долл./т, или на 43,3%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 1 324 млн долл. США, или на 38,6%.

Розничная реализация в России в 2005 г. увеличилась на 806 тыс. т, или 29,4%, по сравнению с 2004 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 555,80 долл./т, или на 23,3%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 736 млн долл. США, или на 59,5%. Эта выручка составляет 29,3% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2005 г. (в 2004 г. – 26,5%).

Реализация продуктов нефтехимии

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась в 2005 г. на 250 млн долл. США, или на 18,5%, в основном за счет увеличения роста средних цен реализации.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от продаж газа, продукции газопереработки, а также выручку от реализации компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.). Выручка от реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказанных ею услуг выросла на 354 млн долл. США, или на 25,5%, в результате роста объемов реализации этой продукции, в основном газа и продукции газопереработки, и оказания прочих услуг сторонним организациям.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2005 г. увеличилась на 229 млн долл. США, или на 107,5%, по сравнению с 2004 г. в результате роста прибыльности зависимых нефтедобывающих компаний, в частности, благодаря увеличению чистой прибыли компании ЗАО «Тургай-Петролеум». ЗАО «Тургай-Петролеум», наша 50%-я зависимая компания, является участником совместного предприятия «Тургай-Петролеум», разрабатывающего месторождение Кумколь в Казахстане. Доля Группы в чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» в 2005 г. составила 198 млн долл. США, что на 153 млн долл. США больше, чем в предыдущем году.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2005	2004
	(млн долл. США)	
Затраты на добычу нефти	1 740	1 556
Затраты на переработку	644	532
Затраты предприятий нефтехимии	214	207
Прочие операционные расходы	889	585
Итого операционные расходы	3 487	2 880
Стоимость приобретенной нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	19 398	10 124

По сравнению с 2004 г. операционные расходы увеличились на 607 млн долл. США, или на 21,1%. Значительным негативным фактором, оказывающим влияние на наши операционные расходы в России, остается реальное укрепление рубля по отношению к доллару США. В 2005 г. реальное укрепление рубля составило 6,9%.

Затраты на добычу нефти. В состав затрат на добычу входят затраты на ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, страхование имущества нефтедобывающих предприятий и иные аналогичные затраты.

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

Наши затраты на добычу нефти в 2005 г. выросли на 184 млн долл. США, или на 11,8%, по сравнению с 2004 г. Рост затрат обусловлен увеличением объемов добычи дочерними компаниями Группы до 86,2 млн т, или на 4,6%, по сравнению с 2004 г., увеличением расходов на капитальный и текущий ремонты, а также проведением мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. Кроме того, на рост затрат на добычу негативное влияние оказало реальное укрепление рубля к доллару США. Однако влияние указанных факторов было частично компенсировано увеличением средних дебитов скважин с 10,70 т нефти в день в 2004 г. до 11,07 т нефти в день в 2005 г. В результате величина удельных затрат на добычу нефти увеличилась с 2,58 долл./барр. до 2,75 долл./барр., или на 6,6% (удельные затраты на добычу нефти рассчитаны исходя из усредненного коэффициента пересчета тонн в баррели, равного 7,33).

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2005 г. на 112 млн долл. США, или на 21,1%, по сравнению с 2004 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 13,8%, или на 55 млн долл. США, за счет увеличения объемов производства и реального укрепления рубля. Кроме того, в конце 2004 г. мы начали менять ассортимент выпускаемой продукции в целях повышения ее качества и прибыльности наших операций. В частности, мы начали производство дизельного топлива, соответствующего стандарту Евро-4, что привело к росту затрат на переработку.

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли на 43,2%, или на 57 млн долл. США. Это связано с вводом в эксплуатацию после модернизации НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» в Румынии, а также ростом затрат на энергию в составе себестоимости на нашем заводе в Болгарии.

Затраты предприятий нефтехимии выросли в 2005 г. на 7 млн долл. США, или на 3,4%, по сравнению с 2004 г.

Прочие операционные расходы включают в себя расходы по добыче природного газа и затраты предприятий газопереработки, стоимость реализуемых компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, как электричество, теплоснабжение и т.д.), и операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, платежи за переработку нефти на сторонних НПЗ и величину изменения остатка запасов нефти и нефтепродуктов, возникших в результате сделок внутри Группы. Прочие операционные расходы выросли на 304 млн долл. США по сравнению с 2004 г. Данный рост объясняется увеличением объемов переработки нефти на сторонних НПЗ, ростом объема продаж прочей продукции, в частности газа и продуктов газопереработки, а также изменением остатков запасов нефти и нефтепродуктов, возникших в результате сделок внутри Группы в четвертом квартале 2005 г.

Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии выросла в 2005 г. на 9 274 млн долл. США, или на 91,6%, по сравнению с 2004 г. в результате существенного увеличения объемов реализации приобретенных нефти и нефтепродуктов на 10 094 тыс. т, или на 29,5%, и роста рыночных цен на нефть и нефтепродукты.

Транспортные расходы

Увеличение общего объема продаж наряду с ростом тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов повлекло за собой увеличение транспортных расходов в 2005 г. на 735 млн долл. США, или на 26,4%, по сравнению с 2004 г.

По данным Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации рост тарифов в 2005 г. составил: на транспортировку нефти трубопроводом – 33,3% (с учетом некоторых индивидуальных тарифов на отдельных участках системы «Транснефть», которые не оказали значительного эффекта на расходы Группы), на транспортировку нефтепродуктов трубопроводом – 24,8%, на железнодорожные перевозки – 13,3%.

Тарифы на морские перевозки снизились в 2005 г. на 14,9% (средневзвешенное изменение тарифа с учетом объемов транспортировки по различным направлениям). В то же время значительный рост тарифов и расходов по демереджу в четвертом квартале 2005 г. привел к увеличению транспортных расходов примерно на 70 млн долл. США.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2005 г. на 554 млн долл. США, или на 27,4%, по сравнению с 2004 г. В их состав входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию (кроме страхования имущества добывающих и перерабатывающих предприятий), содержанию и обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, расходы по созданию резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Рост коммерческих, общехозяйственных и административных расходов в 2005 г. произошел из-за общего увеличения объемов операций, проводимых Группой за пределами Российской Федерации. Кроме того, в 2005 г. Компания начислила вознаграждение менеджменту по программе, основанной на росте курса ее обыкновенных акций, в размере 263 млн долл. США по сравнению с 65 млн долл. США, начисленными в 2004 г. При этом нам удалось частично сдержать негативное влияние реального укрепления рубля.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2005 г. также включают в себя 66 млн долл. США расходов, относящихся к нашим финским компаниям, приобретенным в марте 2005 г., и 20 млн долл. расходов, относящихся к компании «Нельсон», приобретенной нами в октябре-декабре 2005 г.

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов. По сравнению с 2004 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 240 млн долл. США, или на 22,3%. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества. Кроме того, расходы по износу и амортизации включают в себя 41 млн долл. США, связанные с приобретением компании «Нельсон».

Налоги (кроме налога на прибыль)

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

	2005		2004	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Налог на добычу полезных ископаемых	5 590	-	2 971	-
Социальные налоги и отчисления	284	40	302	28
Налог на имущество	210	23	91	20
Прочие налоги и отчисления	162	25	60	33
	6 246	88	3 424	81
Итого		6 334		3 505

Рост налогов (кроме налога на прибыль) обусловлен главным образом ростом налога на добычу полезных ископаемых на 2 619 млн долл. США, ставка которого зависит от цены на нефть на мировых рынках (см. раздел «Налоговая нагрузка» на с. 105). Налог на имущество в России вырос в основном за счет того, что в 2005 г. Компания пересчитала налог на имущество за 2002 и 2003 гг. Также в 2005 г. по результатам налоговых проверок Группа признала расход в размере 163 млн долл. США по налогам за периоды, предшествующие 2004 г. Прочие налоги и отчисления включают в себя примерно 150 млн долл. США таких дополнительных налогов.

Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу нефтепродуктов, а также пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. По сравнению с 2004 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 4 683 млн долл. США, или на 89,2%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом их ставок (см. раздел «Налоговая нагрузка» на с. 105). Увеличение суммы акцизов на нефтепродукты, уплачиваемых зарубежными предприятиями Компании, стало результатом увеличения объемов реализуемой за рубежом продукции, в основном в США, а также начала нашей деятельности в Финляндии.

	2005		2004	
	В России	За рубежом	В России	За рубежом
	(млн долл. США)			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	654	2 679	547	1 774
Экспортные пошлины	6 590	8	2 913	14
	7 244	2 687	3 460	1 788
Итого		9 931		5 248

Затраты на геолого-разведочные работы

В 2005 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась по сравнению с 2004 г. на 146 млн долл. США, или на 85,4%. Это связано с тем, что в 2005 г. Группа завершила бурение первых двух разведочных скважин на месторождениях Ялама (Д-222) и Тюб-Караган и обе разведочные скважины оказались сухими. Затраты на их бурение в сумме 105 млн долл. США были отнесены на расходы. Несмотря на то, что первые разведочные скважины оказались сухими, Группа продолжает дальнейшие геологические исследования и планирует использовать результаты бурения этих скважин для оценки расположения потенциальных залежей запасов углеводородов и определения программы бурения вторых разведочных скважин на обоих месторождениях.

Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов

Прибыль от выбытия активов в 2005 г. составила 52 млн долл. США по сравнению с убытком в сумме 213 млн долл. США в 2004 г.

В 2005 г. мы отразили прибыль в сумме 152 млн долл. США от продажи компании «КонокоФиллипс» 30%-й доли в ООО «Нарьянмарнефтегаз», прибыль в сумме 4 млн долл. США от продажи 38%-й доли в ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» и прибыль в сумме 25 млн долл. США от продажи нашей доли в ЗАО «Арктикнефть». Также в 2005 г. Группа признала дополнительный убыток от сделки по продаже вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» в сумме 12 млн долл. США.

В 2004 г. мы признали убыток в сумме 35 млн долл. США от снижения стоимости наших вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» и убыток в сумме 70 млн долл. США от снижения стоимости активов ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» в связи с решением об их продаже.

Прочие убытки относятся к выбытию ряда непрофильных активов, а также к сумме индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы.

Расходы по процентам

Расходы по уплате процентов сократились в 2005 г. на 25 млн долл. США по сравнению с 2004 г. в основном за счет того, что в третьем квартале 2004 г. из состава Группы вышел ОАО Банк «Петрокоммерц». Однако в четвертом квартале 2005 г. сокращение было компенсировано начислением расходов по процентам, относящихся к займу в 1 934 млн долл. США, привлеченному Группой для финансирования приобретения компании «Нельсон».

Налог на прибыль

По сравнению с 2004 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 707 млн долл. США, или на 40,2%, что связано с ростом прибыли до уплаты налогов на 2 902 млн долл. США, или на 48,3%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2005 г. составила 27,7% (в 2004 г. – 29,3%), что выше, чем установленная максимальная ставка для Российской Федерации (24%). Это связано с тем, что некоторые понесенные в текущем периоде расходы не принимались к вычету для целей налогообложения или принимались к вычету в пределах установленных норм.

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

	2005	2004
	(млн долл. США)	
Прибыль до налогообложения	8 910	6 008
Увеличивается на:		
износ и амортизацию	1 315	1 075
расходы по уплате процентов	275	300
доходы по процентам и дивидендам	(96)	(180)
EBITDA	10 404	7 203

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В 2004 И 2003 гг.

В приводимой ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках за указанные периоды. Все суммы выражены в млн долл. США, за исключением прибыли на акцию и показателей изменений к 2003 г.

	2004	Изменение к 2003	2003
Выручка			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	33 845	53,0%	22 118
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	213	17,7%	181
Итого выручка	34 058	52,7%	22 299
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы	(2 880)	13,1%	(2 546)
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	(10 124)	71,3%	(5 909)
Транспортные расходы	(2 784)	35,7%	(2 052)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(2 024)	12,4%	(1 800)
Износ и амортизация	(1 075)	16,8%	(920)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(3 505)	42,7%	(2 456)
Акцизы и экспортные пошлины	(5 248)	77,7%	(2 954)
Затраты на геолого-разведочные работы	(171)	25,7%	(136)
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	-	-	1 130
Убыток от выбытия и обесценения активов	(213)	208,7%	(69)
Прибыль от основной деятельности	6 034	31,5%	4 587
Расходы по процентам	(300)	9,9%	(273)
Доходы по процентам и дивидендам	180	29,5%	139
Прибыли по курсовым разницам	135	(8,8)%	148
Прочие внеоперационные доходы	21	90,9%	11
Доля миноритарных акционеров	(62)	72,2%	(36)
Прибыль до налога на прибыль	6 008	31,3%	4 576
Текущий налог на прибыль	(1 614)	71,9%	(939)
Отложенный налог на прибыль	(146)	114,7%	(68)
Итого налог на прибыль	(1 760)	74,8%	(1 007)
Прибыль до накопленного эффекта от изменения в учетной политике	4 248	19,0%	3 569
Накопленный эффект от изменения в учетной политике за вычетом налога на прибыль	-	-	132
Чистая прибыль	4 248	14,8%	3 701

	2004	Изменение к 2003	2003
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долл. США):			
Базовая прибыль	5,20	15,0%	4,52
Разводненная прибыль	5,13	15,3%	4,45
Удаление единовременных статей:			
Суммарный эффект от изменения в учетной политике за вычетом налога на прибыль	-	-	(132)
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	-	-	(1 130)
Корректировка по пенсиям	-	-	(53)
Чистая прибыль за вычетом единовременных статей	4 248	78,0%	2 386

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Единовременные статьи расходов и доходов

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

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

Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	2004		2003	
	(млн долл. США)			
Нефть				
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	10 338	30,5%	6 411	29,0%
Экспорт и продажи в странах СНГ	602	1,8%	433	2,0%
Продажи на внутреннем рынке	181	0,5%	374	1,7%
	11 121	32,8%	7 218	32,7%
Нефтепродукты				
Экспорт и реализация на международных рынках				
Оптовая реализация	11 403	33,7%	7 214	32,6%
Розничная реализация	3 914	11,6%	2 266	10,3%
Продажи на внутреннем рынке				
Оптовая реализация	3 429	10,1%	2 608	11,8%
Розничная реализация	1 236	3,7%	842	3,8%
	19 982	59,1%	12 930	58,5%
Нефтехимические продукты				
Экспорт и продажи на международных рынках	1 021	3,0%	671	3,0%
Продажи на внутреннем рынке	332	1,0%	251	1,1%
	1 353	4,0%	922	4,1%
Прочие виды продукции	1 389	4,1%	1 048	4,7%
Продажи, всего	33 845	100,0%	22 118	100,0%
Объемы продаж	2004		2003	
Нефть	(тыс. барр.)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	307 523		246 889	
Экспорт и продажи в странах СНГ	29 877		29 826	
Продажи на внутреннем рынке	11 999		43 826	
Нефть	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	41 954	38,6%	33 682	34,3%
Экспорт и продажи в странах СНГ	4 076	3,7%	4 069	4,1%
Продажи на внутреннем рынке	1 637	1,5%	5 979	6,1%
	47 667	43,8%	43 730	44,5%
Нефтепродукты	(тыс. тонн)			
Экспорт и продажи на международных рынках				
Оптовая реализация	35 946	33,1%	30 193	30,8%
Розничная реализация	5 480	5,0%	3 802	3,9%
Продажи на внутреннем рынке				
Оптовая реализация	16 981	15,6%	17 967	18,3%
Розничная реализация	2 743	2,5%	2 506	2,5%
	61 150	56,2%	54 468	55,5%
Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	108 817	100,0%	98 198	100,0%

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

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

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

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

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- ▼ благоприятная ценовая конъюнктура: цены на нефть на мировых рынках достигли своего 10-летнего максимума
- ▼ увеличение общего объема добычи нефти
- ▼ увеличение объема операций по перепродаже нефти и нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц
- ▼ снижение реализации нефти внутри России и рост объемов экспорта

Реализация нефти

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

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

Реализация нефтепродуктов

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

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

В 2004 г. мы увеличили реализацию нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации на 1 678 тыс. т, или на 44,1%, по сравнению с 2003 г. Указанный рост явился результатом развития наших розничных сетей в других странах, а также следствием структурных изменений. В частности, в 2003 г. мы приобрели компанию «Беопетрол», осуществляющую свою деятельность в Сербии, а в мае 2004 г. – сеть АЗС в США. Розничная реализация включает в себя в основном продажу автомобильных бензинов и дизельного топлива, а также прочих нефтепродуктов (печного топлива, смазочных материалов и т.д.). Средняя розничная цена выросла до 714,19 долл./т, или на 19,8%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 1 648 млн долл. США,

или на 72,7%. Выручка от розничных продаж в 2004 г. составляет 25,6% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках.

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

Розничная реализация в России в 2004 г. увеличилась на 237 тыс. т, или на 9,5%, по сравнению с 2003 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 450,64 долл./т, или на 34,2%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 394 млн долл. США, или на 46,8%. Эта выручка составляет 26,5% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2004 г.

Реализация продуктов нефтехимии

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

Реализация прочей продукции

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

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

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

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2004	2003
	(млн долл. США)	
Затраты на добычу нефти	1 556	1 458
Затраты на переработку	532	454
Затраты предприятий нефтехимии	207	174
Прочие операционные расходы	585	460
Итого операционные расходы	2 880	2 546
Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии	10 124	5 909

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

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

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

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

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2004 г. по сравнению с 2003 г. на 78 млн долл. США, или на 17,2%.

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

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли на 12,8%, или на 15 млн долл. США. В основном это связано с вводом в эксплуатацию после модернизации НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ» в Румынии.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились по сравнению с 2003 г. на 33 млн долл. США, или на 19,0%. Это связано с ростом курса рубля относительно доллара США и ростом объемов производства.

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

Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии выросла в 2004 г. на 4 215 млн долл. США, или на 71,3%, по сравнению с 2003 г. в результате увеличения объемов нефтепродуктов, приобретенных для перепродажи, на 6 394 тыс. т и роста рыночных цен на нефть и продукты нефтепереработки.

Транспортные расходы

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

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

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличилась в 2004 г. на 224 млн долл. США, или на 12,4%, по сравнению с 2003 г. В их состав входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию, содержанию и обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, расходы по созданию резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Рост расходов был обусловлен прежде всего реальным укреплением рубля к доллару на 18,5% в 2004 г., что было частично компенсировано изменением резерва по сомнительным долгам. В 2004 г. расходы по созданию резерва составили 48 млн долл. США, в то время как в 2003 г. – 79 млн долл. США. Кроме того, в течение 2004 г. Компания начислила вознаграждение менеджменту по программе, основанной на росте курса ее обыкновенных акций, в размере 65 млн долл. США по сравнению с 26 млн долл. США, начисленных в 2003 г.

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов. По сравнению с 2003 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 155 млн долл. США, или на 16,8%. Рост амортизации связан с выполнением Компанией программы капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества. Однако этот фактор был частично компенсирован ростом объема доказанных запасов углеводородов и, следовательно, увеличением срока полезного использования основных средств Компании.

Налоги (кроме налога на прибыль)

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

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

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

Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу продуктов переработки, а также пошлины на экспорт продуктов переработки и нефти. По сравнению с 2003 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 2 294 млн долл. США, или на 77,7%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом ставок экспортных пошлин, а также увеличением объемов экспорта. Увеличение суммы акцизов на продукты переработки, уплачиваемых зарубежными предприятиями Компании, стало результатом повышения ставок акцизов и налога на реализацию ГСМ, а также увеличения объемов реализуемой за рубежом продукции, в основном в США.

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

Затраты на геолого-разведочные работы

В 2004 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась по сравнению с 2003 г. на 35 млн долл. США, или на 25,7%.

Убыток от выбытия и обесценения активов

Убыток от выбытия и обесценения активов в 2004 г. составил 213 млн долл. США по сравнению с 69 млн долл. США в 2003 г. Во втором квартале 2004 г. мы признали убыток в размере 35 млн долл. США от снижения стоимости вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» в связи с решением о его продаже. В третьем квартале 2004 г. мы признали убыток в размере 70 млн долл. США от обесценения наших вложений в уставный капитал ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» в связи с решением о его продаже.

Расходы по процентам

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

Налог на прибыль

По сравнению с 2003 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 753 млн долл. США, или на 74,8%, в то время как прибыль до уплаты налогов увеличилась на 1 432 млн долл. США, или 31,3%. Без учета прибыли от продажи доли Группы в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли» прибыль до уплаты налогов выросла на 2 562 млн долл. США, или на 74,3%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2004 г. составила 29,3% (в 2003 г. – 29,2%, без учета прибыли от продажи доли Группы в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»), что выше, чем установленная максимальная ставка для Российской Федерации (24%). Это связано с тем, что некоторые понесенные в текущем периоде расходы не вычитались для целей налогообложения или принимались к вычету только в пределах установленных норм. Кроме того, хотя в консолидированной финансовой отчетности мы признали убыток от снижения стоимости наших вложений в ОАО Банк «Петрокоммерц» и ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение», налог на прибыль в 2004 г. включал в себя налоговые обязательства в размере 28 млн долл. США, относящиеся к указанным сделкам, так как в соответствии с российским законодательством продажа вложений в данные компании привела к возникновению налоговых обязательств, что, в свою очередь, увеличило эффективную ставку налога на прибыль в 2004 г.

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

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

АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2005	2004	2003
	(млн долл. США)		
Денежные средства от основной деятельности	6 097	4 180	2 936
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(6 225)	(3 741)	(2 792)
Денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	539	(650)	(4)
Чистый долг	3 354	2 620	3 376
Отношение текущих активов к текущим обязательствам	2,14	1,89	1,50
Отношение заемного капитала к собственному капиталу	19%	19%	28%
Отношение долгосрочных заемных средств к сумме собственного капитала и долгосрочных заемных средств	13%	11%	12%
Отношение чистого долга к денежным средствам от основной деятельности	0,55	0,63	1,15

Основным источником денежных средств Компании являются денежные средства, полученные от основной деятельности, которые в 2005 г. составили 6 097 млн долл. США, что на 1 917 млн долл. США больше, чем в 2004 г. В 2005 г. на денежные потоки от операционной деятельности оказали влияние следующие факторы:

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

Кроме того, в 2005 г. значительное негативное влияние на приток денежных средств, полученных от основной деятельности, оказало изменение рабочего капитала (без учета приобретений компаний в 2005 г.), который вырос на 1 540 млн долл. США по сравнению с 1 января 2005 г. Основными причинами увеличения рабочего капитала стали:

- рост торговой дебиторской задолженности на 942 млн долл. США, что связано с ростом цен на нефть и нефтепродукты, а также с расширением торговой деятельности за рубежом
- рост запасов на 735 млн долл. США, что связано как с ростом объемов нефти и нефтепродуктов в запасах, так и с ростом закупочных цен на них

В то же время рост рабочего капитала был частично компенсирован увеличением торговой кредиторской задолженности на 194 млн долл. США, в результате роста закупок нефти и нефтепродуктов и роста соответствующих цен.

В 2005 г. Компания использовала 6 856 млн долл. США на капитальные вложения и приобретение долей в других компаниях, что на 3 131 млн долл. США больше, чем в 2004 г. В 2005 г. мы заплатили 2 874 млн долл. США (на 2 397 млн долл. США больше, чем в 2004 г.) в основном за приобретение долей в компаниях «Нельсон», ОАО «Приморьнефтегаз», «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy», оставшейся доли в ЗАО «СеверТЭК», доли в ООО «Геойлбент» и увеличения нашей доли в компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД». Денежные средства, полученные от инвестиционной деятельности, включают 588 млн долл. США, в основном полученных от продажи долей в компаниях ООО «Нарьянмарнефтегаз», ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» и ЗАО «Арктикнефть».

В 2005 г. в результате нашей финансовой деятельности мы получили денежные средства в размере 539 млн долл. США (в 2004 г. использовали денежные средства в размере 650 млн долл. США). Такое изменение объясняется получением займа в размере 1 934 млн долл. США, привлеченного для финансирования приобретения компании «Нельсон». В 2005 г. Компания также выплатила по краткосрочным займам на 468 млн долл. больше, чем в 2004 г.

Компания выплатила дивиденды по акциям в 2005, 2004 и 2003 гг. в размере 746 млн долл. США, 661 млн долл. США и 467 млн долл. США соответственно.

Компания имеет достаточные возможности по привлечению заемных средств для удовлетворения непредвиденных потребностей в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Компания располагала неиспользованными краткосрочными кредитными линиями в различных банках на сумму 1 264 млн долл. США.

На протяжении 2005 г. Компания проводила систематическую работу по снижению задолженности Группы, обеспеченной залогом экспортной выручки и основных средств Компании. По состоянию на 31 декабря 2005 г. доля такой задолженности составляла 35%, а по состоянию на 31 декабря 2004 г. – 48%.

Анализ капитальных затрат

	2005	2004	2003
	(млн долл. США)		
Разведка и добыча			
Россия	2 487	2 100	1 537
За рубежом	431	189	247
Итого разведка и добыча	2 918	2 289	1 784
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	654	677	911
За рубежом	475	393	264
Итого переработка, торговля и сбыт	1 129	1 070	1 175
Нефтехимия			
Россия	59	55	28
За рубежом	18	16	11
Итого нефтехимия	77	71	39
Прочие	53	17	20
ИТОГО капитальных затрат*	4 177	3 447	3 018
Приобретение компаний и инвестиции общества**			
Разведка и добыча			
Россия	778	23	989
За рубежом	1 959	143	-
Итого разведка и добыча	2 737	166	989
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	27	1	23
За рубежом	229	305	257
Итого переработка, торговля и сбыт	256	306	280
Нефтехимия			
Россия	-	-	-
За рубежом	-	-	-
Итого нефтехимия	-	-	-
Прочие	-	5	-
За минусом приобретенных денежных средств	(119)	-	(44)
ИТОГО	2 874	477	1 225
* Включая неденежные операции.			
** Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей.			

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2005 г. составили 4 177 млн долл. США, что на 730 млн долл. США превышает уровень 2004 г. В основном этот рост был обусловлен затратами в сегменте разведки и добычи, возросшими на 629 млн долл. США по сравнению с 2004 г. Рост капитальных затрат разведки и добычи в новых регионах составил 367 млн долл. США. В Западной Сибири капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 110 млн долл. США.

В приведенной ниже таблице раскрыты объемы капитальных затрат в разведку и добычу в новых регионах.

Разведка и добыча	2005	2004	2003
	(млн долл. США)		
Север Тимано-Печорского региона	673	379	363
Ямал	216	325	116
Каспий	259	77	118
ИТОГО	1 148	781	597

Программа капитальных затрат на 2006 г.

По оценкам Компании, капитальные затраты в 2006 г. составят 5 068 млн долл. США, что на 21,3% больше, чем в 2005 г. Из них 3 400 млн долл. США, или 67,1% общей суммы, планируется инвестировать в разведку и добычу нефти и газа, в том числе 266 млн долл. США – за пределами России. Инвестиции в сегменте разведки и добычи будут направляться на многообещающие проекты в Каспийском регионе и Тимано-Печоре, а также на поддержание и увеличение нефтедобычи на уже эксплуатируемых месторождениях в других регионах. Капитальные затраты в сегменте сбыта и переработки планируются на уровне 1 015 млн долл. США, из них 366 млн долл. США – за пределами России. Инвестиции в сегменте переработки, торговли и сбыта планируется направить на модернизацию нефтеперерабатывающих мощностей, а также мощностей по хранению и реализации нефти и нефтепродуктов. За рубежом инвестиции планируется направить на дальнейшее развитие собственной сбытовой инфраструктуры Группы в США, Венгрии, Румынии и других странах, а также на расширение и реконструкцию нефтеперерабатывающих заводов в Болгарии, на Украине и в Румынии. Инвестиции в сегменте нефтехимии планируются в размере 85 млн долл. США. Компания может вносить изменения в программу капитальных затрат в зависимости от экономической ситуации и результатов деятельности Группы.

Кредитный рейтинг Компании

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

Агентством Moody's Компании был присвоен кредитный рейтинг Ba1, что на две позиции ниже текущего суверенного рейтинга России (Baa2).

В начале 2006 г. рейтинговое агентство Fitch присвоило Компании рейтинг эмитента по обязательствам в иностранной и национальной валюте на уровне BBB-, а также краткосрочный рейтинг на уровне F3, прогноз по этим рейтингам «стабильный». Суверенный рейтинг России, присвоенный агентством Fitch, – BBB.

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

Выданные финансовые гарантии

Млн долл. США	По периодам истечения						
	Итого	2006	2007	2008	2009	2010	После
Гарантии по обязательствам зависимых компаний	454	42	129	80	93	110	-
Гарантии по обязательствам третьих лиц	19	15	4	-	-	-	-

По состоянию на 31 декабря 2005 г. Компания имела выданные гарантии на сумму 454 млн долл. США по задолженности зависимой компании и 19 млн долл. США по задолженности третьих лиц. Гарантия, выданная зависимой компании «ЛУКАРКО», связана с займами на капитальные вложения. Данная гарантия была выдана с целью повышения кредитоспособности «ЛУКАРКО» и снижения процентных ставок. По условиям гарантии платежи должны быть осуществлены в случае, если ЛУКОЙЛ будет уведомлен о том, что зависимая компания не выполняет своих обязательств по займам. Обязательства компании «ЛУКАРКО» не обеспечены залогом.

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. Руководство Группы считает, что значительная часть таких обязательств будет выполнена в рамках контрактов, заключенных Группой с «Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», что подробнее обсуждается ниже. У Компании имеются также долгосрочные обязательства по аренде заправочных станций на территории США и морских судов.

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

В связи с реализацией ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению. По условиям контракта услуги по бурению «Буровая компания «Евразия» будет оказывать в течение следующих четырех лет на общую сумму 2 276 млн долл. США.

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

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

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

Млн долл. США	Итого	2006	2007	2008	2009	2010	После
Балансовые обязательства							
Краткосрочная задолженность	316	316	-	-	-	-	-
Долгосрочные банковские займы и кредиты	4 107	471	483	2 374	240	328	211
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	126	19	34	25	9	9	30
Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон	65	-	-	-	-	-	65
3,5%-ные конвертируемые валютные облигации	94	28	66	-	-	-	-
7,5%-ные рублевые облигации	208	-	-	-	208	-	-
Обязательства по лизинговым контрактам	74	19	17	15	10	9	4
ИТОГО	4 990	853	600	2 414	467	346	310
Забалансовые обязательства							
Обязательства по операционной аренде	1 140	316	180	108	88	88	360
Обязательства по контракту с «Буровой компанией «Евразия»	2 276	378	571	661	666	-	-
Обязательства по капитальным вложениям компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»	607	80	168	186	173	-	-
Обязательства по капитальным вложениям компании «Петротел-ЛУКОЙЛ»	60	5	9	3	7	12	24
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	850	850	-	-	-	-	-
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	479	339	60	34	4	2	40
Обязательства по капитальным вложениям по лицензионным соглашениям в России	1 495	421	424	206	226	103	115

Судебные разбирательства

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская компания по разработке алмазных месторождений, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее – АГД), компании Группы, и самой Компании (вместе – Ответчики). В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АГД и АДК. Полная сумма иска составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску АДК к Ответчикам в связи с отсутствием персональной юрисдикции. 22 ноября 2002 г. Окружной суд города Денвер отказал АДК в жалобе о пересмотре решения суда от 15 октября 2002 г. об отказе в рассмотрении дела. В дальнейшем 27 ноября 2002 г. АДК подала апелляцию в Апелляционный суд штата Колорадо. 25 марта 2004 г. Апелляционный суд штата Колорадо утвердил решение Окружного суда от 15 октября 2002 г. 17 апреля 2004 г. АДК подала прошение о повторном слушании, которое 17 июня 2004 г. было отклонено Апелляционным судом. 16 июля 2004 г. АДК подала прошение о вынесении приказа об истребовании дела в Верховный суд штата Колорадо. 10 января 2005 г. Верховный суд штата Колорадо удовлетворил

ходатайство АДК и истребовал дело для рассмотрения только одного вопроса: не допустил ли Апелляционный суд ошибки в своем выводе о том, что суд первой инстанции может вынести решение по ходатайству о прекращении производства по делу в связи с отсутствием персональной юрисдикции, на основании изучения и оценки фактических обстоятельств, но без проведения судебных слушаний. Верховный суд штата Колорадо отклонил прошение АДК о рассмотрении других вопросов, связанных с наличием юрисдикции. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение нижестоящего суда об отсутствии специальной юрисдикции Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательства относительно существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. Соответственно, иск был первоначально возвращен в суд первой инстанции для рассмотрения судом доказательств по вопросу общей юрисдикции. Однако, в ответ на ходатайство о повторном слушании, поданном Компанией, 19 декабря 2005 года Верховный суд вынес измененное решение по данному делу, которым вернул его в Апелляционный суд для рассмотрения вопросов, оставшихся незатронутыми в предыдущем решении Апелляционного суда. 2 марта 2006 года Апелляционный суд удовлетворил ходатайство Компании о предоставлении дополнительных материалов по вопросу о том, что место рассмотрения спора является «неудобным». Документы по данному вопросу были поданы Компанией и АДК 27 марта 2006 года. Компания подала ходатайство о проведении слушаний по вопросу о неудобности места рассмотрения спора, но Апелляционный суд пока не вынес какого-либо решения. В настоящее время нет никаких иных установленных сроков рассмотрения дела в Апелляционном суде. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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

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

**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. По состоянию на 31 декабря 2005 г. сумма долгосрочной задолженности, чувствительной к изменению процентных ставок, составила 3 805 млн долл. США (для подробной информации см. Примечание № 12 «Долгосрочная задолженность по кредитам и займам» к консолидированной финансовой отчетности). С учетом фактических фиксированных процентных ставок и баланса наших обязательств с плавающими процентными ставками по состоянию на 31 декабря 2005 г. изменение процентной ставки на 10%, при неизменном остатке задолженности, не будет иметь существенного влияния на результаты нашей деятельности.

Риск изменения обменного курса валют

Экономика большинства стран, где Компания ведет свою хозяйственную деятельность, в течение длительного периода времени считалась гиперинфляционной, и за последние 10 лет местные валюты этих стран были подвержены существенному обесценению. В результате Компания подвержена риску, связанному с тем, что местная валюта может продолжать обесцениваться в будущем, а это в свою очередь может привести к убыткам для Компании в зависимости от чистой позиции по монетарным активам. В настоящее время мы не используем хеджирование для минимизации риска потенциальных убытков. В связи с тем что мы ведем хозяйственную деятельность в различных странах, мы должны также осуществлять операции в различных иностранных валютах. В результате мы подвержены риску изменения обменного курса валют в части денежных потоков, относящихся к реализации, затратам, финансированию и инвестициям. Влияние изменений обменных курсов валют на нашу хозяйственную деятельность может быть различным. Так, в частности, в 2005г. Компания отразила убыток по курсовым разницам, возникшим от переоценки наших монетарных активов и обязательств, в сумме 134 млн долл. США, а в 2004 и 2003 гг. прибыль в размере 135 и 148 млн долл. США соответственно.

Укрепление рубля по отношению к доллару в 2005 г. отрицательно влияло на наши операционную прибыль и денежные потоки, т.к. приводило к увеличению наших затрат в долларовом исчислении и снижению размера нашей экспортной выручки в рублевом эквиваленте. Как упоминалось выше, значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов выражена в рублях.

Товарные финансовые инструменты

Группа принимает определенное участие в торговых сделках с нефтепродуктами вне своей основной деятельности по физическим поставкам нефти и нефтепродуктов. Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено указанной торговой деятельностью, а также хеджированием ценовых рисков и в настоящее время включает в себя фьючерсные и своп контракты, а также контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. 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 2005 г. Компания отразила чистый убыток в размере 171 млн долл. США (55 млн долл. США в 2004 г. и 37 млн долл. США в 2003 г.). Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2005 г., составляла обязательство в размере 26 млн долл. США (актив в размере 28 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2004 г. и обязательство в размере 1 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2003 г.).

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

Использование метода «результативных затрат» для учета нефтегазодобывающих основных средств

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

Затраты на приобретение активов

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

Затраты на разведку

Затраты на бурение разведочных скважин капитализируются до того момента, пока не будет определено, были ли обнаружены экономически извлекаемые запасы 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 если 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 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.

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

Обязательства, связанные с окончанием использования активов

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

Условные обязательства

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

Пенсионное обеспечение

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

Изменения в стандартах финансовой отчетности

В декабре 2004 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 123 (R) «Платежи, основанные на стоимости акций», которое пересматривает Положение № 123 и заменяет Мнение № 25 в части программ вознаграждения сотрудников, основанных на стоимости акций. Положение № 123 (R) требует отражать все платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций, включая опционы по акциям, по справедливой стоимости на дату введения программы и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возни-

кновения права на получение вознаграждения. Группа начнет применять требования Положения № 123 (R) в течение первого квартала 2006 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от его применения.

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

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

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ЗА 2005 И 2004 ГГ., ПОДГОТОВЛЕННАЯ В СООТВЕТСТВИИ С ОПБУ США

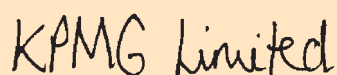
ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Совету Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2005, 2004 и 2003 гг. Ответственность за подготовку консолидированной финансовой отчетности несет руководство ОАО «ЛУКОЙЛ». Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита.

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

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2005, 2004 и 2003 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.



КПМГ Лимитед
Москва, Российская Федерация
15 мая 2006 года

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

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

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
Алекперов В.Ю.

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

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2005, 2004 и 2003 гг.
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

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

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»
Консолидированные отчеты о движении денежных средств
за 2005, 2004 и 2003 гг. (в миллионах долларов США)

	Примечание	2005	2004	2003
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль		6 443	4 248	3 701
Корректировки по неденежным статьям				
Накопленный эффект от изменения в учетной политике		-	-	(132)
Износ и амортизация		1 315	1 075	920
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия		(397)	(169)	(122)
Прибыль от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	10	-	-	(1 130)
Списание затрат по сухим скважинам		170	42	48
(Прибыль) убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(52)	213	69
Отложенный налог на прибыль		166	146	68
(Неденежная прибыль) неденежный убыток по курсовым разницам		(26)	(4)	17
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(133)	(123)	(64)
Прочие, нетто		151	97	32
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(1 314)	(694)	(797)
Краткосрочные кредиты, выданные дочерним банком		(23)	(101)	(223)
Изменение задолженности по клиентским депозитам дочернего банка		49	(90)	341
Запасы		(735)	(571)	(153)
Кредиторская задолженность		245	306	186
Обязательства по уплате налогов		705	310	284
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(467)	(505)	(109)
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		6 097	4 180	2 936
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Капитальные затраты		(3 982)	(3 248)	(2 881)
Поступления от реализации основных средств		51	99	62
Приобретение финансовых вложений		(242)	(540)	(459)
Поступления от реализации финансовых вложений		234	242	374
Поступления от реализации доли в проекте «Азери – Чираг – Гюнешли»	10	-	-	1 337
Реализация компаний, без учета выбывших денежных средств		588	183	-
Приобретение компаний и долей миноритарных акционеров (включая авансы по таким приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(2 874)	(477)	(1 225)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(6 225)	(3 741)	(2 792)

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Консолидированные отчеты о движении денежных средств
за 2005, 2004 и 2003 гг. (продолжение)** (в миллионах долларов США)

	Примечание	2005	2004	2003
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам		(638)	(170)	220
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		2 474	1 191	1 445
Погашение долгосрочных обязательств		(704)	(778)	(1 124)
Дивиденды выплаченные		(746)	(661)	(467)
Финансирование от связанной стороны		101	-	-
Выкуп собственных акций		-	(502)	(368)
Поступления от продажи собственных акций		46	273	290
Прочие, нетто		6	(3)	-
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности		539	(650)	(4)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(18)	33	43
Чистое увеличение (уменьшение) денежных средств и их эквивалентов		393	(178)	183
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		1 257	1 435	1 252
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	1 650	1 257	1 435
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		296	291	320
Налог на прибыль уплаченный		2 402	1 803	895

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ»**Примечания к консолидированной финансовой отчетности**

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

ПРИМЕЧАНИЕ 1. ОРГАНИЗАЦИЯ И УСЛОВИЯ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

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

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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

ПРИМЕЧАНИЕ 2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ**Принципы консолидации**

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

Использование оценок

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США требует от руководства Компании использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, раскрытие условных активов и обязательств на дату подготовки финансовой отчетности, а также на суммы выручки и расходов за отчетный период. Существенные вопросы, по которым используются оценки и допущения, включают в себя балансовую стоимость нефте- и газодобывающих основных средств и прочих основных средств, обесценение деловой репутации,

размер обязательств, связанных с окончанием использования активов, отложенный налог на прибыль, определение справедливой стоимости финансовых инструментов, а также размер обязательств, связанных с вознаграждением сотрудников. Фактические данные могут отличаться от указанных оценок.

Выручка

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

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

Пересчет иностранной валюты

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

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

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

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

По состоянию на 31 декабря 2005, 2004 и 2003 гг. валютный курс составлял 28,78, 27,75 и 29,45 руб. за 1 долл. США соответственно.

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

Денежные средства и их эквиваленты

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

Денежные средства, ограниченные в использовании

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

Дебиторская задолженность и векселя к получению

Дебиторская задолженность и векселя к получению отражены по фактической стоимости за вычетом резервов по сомнительным долгам. Резерв по сомнительным долгам начисляется с учетом степени вероятности погашения дебиторской задолженности. Долгосрочная дебиторская задолженность дисконтируется до приведенной стоимости ожидаемых потоков денежных средств будущих периодов по ставке дисконтирования, определяемой на дату возникновения такой дебиторской задолженности.

Запасы

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

Финансовые вложения

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

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

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

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

Основные средства

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

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

Производственные и накладные расходы относятся на затраты по мере возникновения.

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

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

Помимо строительства и содержания активов производственного назначения некоторые компании Группы также осуществляют строительство и содержание объектов социального назначения для нужд местного населения. Эти активы капитализируются только в том случае, если в будущем предполагается получение Группой экономической выгоды от их использования. В случае их капитализации износ начисляется в течение предполагаемого срока их полезного использования.

Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

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

Снижение стоимости долгосрочных активов

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

Отложенный налог на прибыль

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

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

Заемные средства

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

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

Пенсионное обеспечение сотрудников

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

Собственные акции, выкупленные у акционеров

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

Прибыль на акцию

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

Условные события и обязательства

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

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

Расходы на природоохранные мероприятия

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

Использование производных финансовых инструментов

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

Новые стандарты учета

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

В апреле 2005 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Позицию сотрудников Комитета (далее – Позиция) № 19-1 «Учет затрат по временно оставленным разведочным скважинам». Позиция № 19-1 вносит изменения в Положение № 19 «Учет и отчетность компаний нефтегазовой промышленности» в части критериев капитализации расходов, связанных с разведочными скважинами и стратиграфическими скважинами разведочного типа. С учетом этих изменений Положение № 19 позволяет продолжать капитализировать данные расходы более одного года при выполнении следующих условий: а) скважина обнаружила достаточный объем запасов, чтобы оправдать ее перевод в состав добывающих скважин; б) компания проводит достаточные

мероприятия для оценки запасов, а также экономической и технической целесообразности проекта. В случае если какое-либо из условий не выполняется или если компания обнаруживает информацию, которая приводит к существенным сомнениям в экономической или технической целесообразности проекта, разведочная скважина признается обесцененной и ее стоимость, за минусом ликвидационной стоимости, должна быть отнесена на расходы.

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

Накопленный эффект от изменения в учетной политике

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

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

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

Сравнительные данные

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

ПРИМЕЧАНИЕ 3. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

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

ПРИМЕЧАНИЕ 4. НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 5. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ВЕКСЕЛЯ К ПОЛУЧЕНИЮ

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

ПРИМЕЧАНИЕ 6. ЗАПАСЫ

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

ПРИМЕЧАНИЕ 7. ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 9. ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 10. ВЫБИТИЕ АКТИВОВ И ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЙ

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

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

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

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

В апреле 2003 г. одна из компаний Группы завершила сделку по продаже 10%-й доли Группы в соглашении о разделе продукции, оператором которого выступает Азербайджанская международная операционная компания, в сумме 1 337 млн долл. США. Чистая прибыль в результате этой сделки в 2003 г. составила 1 130 млн долл. США. Эта прибыль была включена в операционный сегмент «Разведка и добыча» и географический сегмент «За рубежом» (Примечание 23. Сегментная информация).

ПРИМЕЧАНИЕ 11. КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ
И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 12. ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ

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

Долгосрочные займы и кредиты

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Конвертируемые облигации в долларах США

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

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

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

Рублевые облигации

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

Период погашения долгосрочных кредитов

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

ПРИМЕЧАНИЕ 13. НАЛОГИ

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

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

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

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2005 г.), ни сейчас в налоговом законодательстве Российской Федерации не было и нет положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем зачета в счет данной прибыли убытков другой компании Группы. Убытки какой-либо российской компании Группы для целей налогообложения могут полностью или частично зачитываться этой компанией в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка, при соблюдении требования, в соответствии с которым сумма зачета не превышает 50% налогооблагаемой прибыли 2006 г. Начиная с 1 января 2007 г. данное ограничение перестает действовать.

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

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

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

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

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

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

В состав прочих налогов входят:

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

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

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

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

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

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

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

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

На основании данных прошлых периодов и прогнозов относительно размера налогооблагаемой прибыли будущих периодов, в течение которых могут быть реализованы активы по отложенному налогу на прибыль, руководство считает более вероятным, чем нет, получение компаниями Группы по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. экономической выгоды от восстановления временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

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

ПРИМЕЧАНИЕ 14. ПЕНСИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

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

В декабре 2003 г. Компания приняла решение о замене существующего пенсионного плана другим. Основной составляющей нового плана является план с установленными выплатами, который позволит работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получить при выходе на пенсию единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника, но не более 7% от его годовой заработной платы. У работников при выходе на пенсию также будет право на получение пенсии из средств, аккумулированных в период действия предыдущего пенсионного плана. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. Сумма была определена с помощью формулы, основанной на сроке предыдущей службы и на соответствующей заработной плате по состоянию на 31 декабря 2003 г. В 2003 г. Компания отразила прибыль в размере 53 млн долл. США от данного секвестра.

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

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

	2005	2004
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	198	156
Влияние курсовых разниц	(8)	11
Стоимость вклада текущего года службы	9	7
Процентные расходы	17	14
Изменения пенсионного плана	4	7
Актуарный убыток	2	29
Выплаченные пенсии	(20)	(12)
Прибыль от секвестра	-	(14)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	202	198

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 15. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Обыкновенные акции

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

Дивиденды и ограничение по дивидендам

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

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

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

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

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

Прибыль на одну акцию

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 16. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Производные финансовые инструменты

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

Справедливая стоимость финансовых инструментов

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

Справедливая стоимость долгосрочной дебиторской задолженности, включенной в прочие внеоборотные активы, приблизительно равна суммам, отраженным в консолидированной финансовой отчетности в результате дисконтирования с применением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций. Справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств в результате дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств по состоянию на 31 декабря 2005 и 2004 гг. составила 5 081 млн долл. США и 3 124 млн долл. США соответственно. Эта стоимость включает все будущие выплаты денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

ПРИМЕЧАНИЕ 17. ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ КОМПАНИЙ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 18. КОНСОЛИДАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ С ПЕРЕМЕННОЙ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 19. ГАРАНТИИ И ПОРУЧИТЕЛЬСТВА

Компания заключила несколько договоров поручительства. Данные договоры были заключены для улучшения кредитной состоятельности зависимой компании «ЛУКАРКО», а также некоторых поставщиков Группы.

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2005	2004
Гарантии по задолженности зависимых компаний	454	629
Гарантии по задолженности третьих сторон	19	13
Итого гарантии выданные	473	642

Гарантии по кредитам

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2005 г. составляла 709 млн долл. США. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5%. Срок погашения по части кредитной линии приходится на 7 февраля 2007 г., а оставшаяся часть должна быть уплачена до 1 мая 2012 г. Для улучшения кредитной состоятельности «ЛУКАРКО» Компания выдала гарантию по погашению 54% процентных платежей и 54% основной суммы долга на момент погашения. По состоянию на 31 декабря 2005 г. общая сумма гарантий Компании составила 447 млн долл. США. Из них 64 млн долл. США относятся к задолженности по процентам на сумму непоплаченного долга. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств в сроки погашения кредитной линии. Обязательства «ЛУКАРКО» и гарантия Компании не обеспечены залогом. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо существенных обязательств.

ПРИМЕЧАНИЕ 20. УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы

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

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

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

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

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 479 млн долл. США в течение последующих 32 лет.

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

Обязательства по операционной аренде

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

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

Страхование

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится на стадии развития. Руководство Группы считает, что Группа имеет достаточное страховое покрытие в части страхования ее основных производственных активов. В отношении ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, Группа имеет страховое покрытие, уровень которого, как правило, выше, чем лимиты, установленные законодательством. Руководство считает, что Группа имеет адекватное страховое покрытие ри-

сков, которые могут оказать существенное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение. Группа имеет ограниченное покрытие по страхованию на случай перерыва производства. Руководство считает, что у Группы нет необходимости в полном покрытии по страхованию на случай перерыва производства из-за географической диверсификации ее деятельности и ограниченного эффекта, который может иметь единичный случай.

Обязательства по природоохранной деятельности

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

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

Активы социального назначения

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

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. В Российской Федерации налоговый год остается открытым для проверки налоговыми органами в течение трех последующих календарных лет. Однако в некоторых случаях налоговый год может быть открыт более длительный период. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают более активную позицию в трактовке и применении налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

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

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

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

Судебные разбирательства

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская компания по разработке алмазных месторождений, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее – АГД), компании Группы, и самой Компании (вместе – Ответчики). В своем исковом заявлении АДК, помимо прочего, заявляет, что Ответчики вмешивались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АГД и АДК. Полная сумма иска составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску АДК к Ответчикам в связи с отсутствием персональной юрисдикции. 22 ноября 2002 г. Окружной суд города Денвер отказал АДК в жалобе о пересмотре решения суда от 15 октября 2002 г. об отказе в рассмотрении дела. В дальнейшем 27 ноября 2002 г. АДК подала апелляцию в Апелляционный суд штата Колорадо. 25 марта 2004 г. Апелляционный суд штата Колорадо утвердил решение Окружного суда от 15 октября 2002 г. 17 апреля 2004 г. АДК подала прошение о повторном слушании, которое 17 июня 2004 г. было отклонено Апелляционным судом. 16 июля 2004 г. АДК подала прошение о вынесении приказа об истребовании дела в Верховный суд штата Колорадо. 10 января 2005 г. Верховный суд штата Колорадо удовлетворил ходатайство АДК и истребовал дело для рассмотрения только одного вопроса: не допустил ли Апелляционный суд ошибки в своем выводе о том, что суд первой инстанции может вынести решение по ходатайству о прекращении производства по делу в связи с отсутствием персональной юрисдикции, на основании изучения и оценки фактических обстоятельств, но без проведения судебных слушаний. Верховный суд штата Колорадо отклонил прошение АДК о рассмотрении других вопросов, связанных с наличием юрисдикции. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение нижестоящего суда об отсутствии специальной юрисдикции Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательства относительно существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. Соответственно, иск был первоначально возвращен в суд первой инстанции для рассмотрения судом доказательств по вопросу общей юрисдикции. Однако, в ответ на ходатайство о повторном слушании, поданном Компанией, 19 декабря 2005 года Верховный суд вынес измененное решение по данному делу, которым вернул его в Апелляционный суд для рассмотрения вопросов, оставшихся незатронутыми в предыдущем решении Апелляционного суда. 2 марта 2006 года Апелляционный суд удовлетворил ходатайство Компании о предоставлении дополнительных материалов по вопросу о том, что место рассмотрения спора является «неудобным». Документы по данному вопросу были поданы Компанией и АДК 27 марта 2006 года. Компания подала ходатайство о проведении слушаний по вопросу о неудобности места рассмотрения спора, но Апелляционный суд пока не вынес какого-либо решения. В настоящее время нет никаких иных установленных сроков рассмотрения дела в Апелляционном суде. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 21. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРИМЕЧАНИЕ 22. ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ

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

ПРИМЕЧАНИЕ 23. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2005, 2004 и 2003 гг. в соответствии с Положением № 131 «Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия и связанной с ней информации».

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

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

Сегменты основной деятельности

2005	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефте-химия	Прочие	Исклю-чения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 047	53 064	1 628	35	-	55 774
Межсегментная деятельность	14 821	1 041	22	138	(16 022)	-
Итого выручка от реализации	15 868	54 105	1 650	173	(16 022)	55 774
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 602	34 652	1 314	126	(15 809)	22 885
Амортизация и износ	824	464	15	12	-	1 315
Расходы по процентам	73	335	2	50	(185)	275
Налог на прибыль	1 111	1 317	35	4	-	2 467
Чистая прибыль	3 362	3 059	122	52	(152)	6 443
Итого активы	25 480	23 682	586	5 130	(14 533)	40 345
Капитальные затраты	2 918	1 129	77	53	-	4 177
2004	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефте-химия	Прочие	Исклю-чения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 614	30 807	1 384	40	-	33 845
Межсегментная деятельность	8 379	822	13	103	(9 317)	-
Итого выручка от реализации	9 993	31 629	1 397	143	(9 317)	33 845
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 610	18 469	1 119	89	(9 283)	13 004
Амортизация и износ	676	377	8	14	-	1 075
Расходы по процентам	76	272	2	93	(143)	300
Налог на прибыль	568	1 159	20	13	-	1 760
Чистая прибыль	1 221	2 908	175	117	(173)	4 248
Итого активы	17 827	17 029	462	3 143	(8 700)	29 761
Капитальные затраты	2 289	1 070	71	17	-	3 447
2003	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефте-химия	Прочие	Исклю-чения	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	1 573	72	99	(38)	3 701
Итого активы	15 851	13 479	282	3 789	(6 827)	26 574
Капитальные затраты	1 784	1 175	39	20	-	3 018

Географические сегменты

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

2005	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	250	8 656	46 868	-	55 774
Межсегментная деятельность	8 947	21 098	31	(30 076)	-
Итого выручка от реализации	9 197	29 754	46 899	(30 076)	55 774
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 372	10 829	40 590	(29 906)	22 885
Амортизация и износ	389	618	308	-	1 315
Расходы по процентам	17	160	133	(35)	275
Налог на прибыль	539	1 716	212	-	2 467
Чистая прибыль	2 116	4 015	925	(613)	6 443
Итого активы	9 301	21 207	14 361	(4 524)	40 345
Капитальные затраты	1 100	2 146	931	-	4 177

2004	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	698	6 739	26 408	-	33 845
Межсегментная деятельность	4 780	12 081	20	(16 881)	-
Итого выручка от реализации	5 478	18 820	26 428	(16 881)	33 845
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 457	6 334	22 045	(16 832)	13 004
Амортизация и износ	366	533	176	-	1 075
Расходы по процентам	33	234	92	(59)	300
Налог на прибыль	236	1 351	173	-	1 760
Чистая прибыль	607	3 295	682	(336)	4 248
Итого активы	5 625	16 796	10 579	(3 239)	29 761
Капитальные затраты	1 082	1 767	598	-	3 447

2003	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исклю- чения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	512	5 346	16 260	-	22 118
Межсегментная деятельность	3 212	7 572	22	(10 806)	-
Итого выручка от реализации	3 724	12 918	16 282	(10 806)	22 118
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 023	4 836	13 414	(10 818)	8 455
Амортизация и износ	314	476	130	-	920
Расходы по процентам	13	233	70	(43)	273
Налог на прибыль	172	773	62	-	1 007
Чистая прибыль	584	1 761	1 376	(20)	3 701
Итого активы	6 721	15 912	7 247	(3 306)	26 574
Капитальные затраты	543	1 953	522	-	3 018

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

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

- I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности.
- II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку.
- III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа.
- IV. Информация об объемах запасов.
- V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.
- VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.

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

I. Капитализированные затраты по нефтегазодобывающей деятельности

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

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

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

II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку

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

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

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

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

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

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

2005	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	620	12 327	12 947	720	13 667
Передачи	-	8 072	8 072	268	8 340
Итого доходы	620	20 399	21 019	988	22 007
Затраты на добычу (не включая налоги)	(93)	(1 672)	(1 765)	(137)	(1 902)
Затраты на геологоразведку	(192)	(125)	(317)	(1)	(318)
Амортизация и износ	(106)	(718)	(824)	(60)	(884)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(30)	(30)	-	(30)
Налоги, кроме налога на прибыль	(6)	(11 160)	(11 166)	(285)	(11 451)
Налог на прибыль	(160)	(1 548)	(1 708)	(181)	(1 889)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	63	5 146	5 209	324	5 533

2004	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	243	8 841	9 084	754	9 838
Передачи	-	4 456	4 456	47	4 503
Итого доходы	243	13 297	13 540	801	14 341
Затраты на добычу (не включая налоги)	(54)	(1 509)	(1 563)	(62)	(1 625)
Затраты на геологоразведку	(40)	(131)	(171)	(5)	(176)
Амортизация и износ	(28)	(648)	(676)	(39)	(715)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(8)	(8)	-	(8)
Налоги, кроме налога на прибыль	(2)	(5 544)	(5 546)	(172)	(5 718)
Налог на прибыль	(3)	(1 310)	(1 313)	(315)	(1 628)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	116	4 147	4 263	208	4 471

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

IV. Информация об объемах запасов

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

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

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

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

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы за 2005, 2004 и 2003 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	За рубежом	Россия	Итого		
Нефть					
1 января 2003 г.	327	14 386	14 713	545	15 258
Пересмотр предыдущих оценок	15	493	508	97	605
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	571	571	(206)	365
Увеличение / открытие новых запасов	-	420	420	-	420
Добыча	(8)	(552)	(560)	(32)	(592)
Реализация доказанных запасов	(79)	-	(79)	-	(79)
31 декабря 2003 г.	255	15 318	15 573	404	15 977
Пересмотр предыдущих оценок	8	(63)	(55)	65	10
Приобретение неизвлеченного сырья*	12	22	34	(1)	33
Увеличение / открытие новых запасов	-	606	606	18	624
Добыча	(11)	(596)	(607)	(28)	(635)
Реализация доказанных запасов	-	(35)	(35)	(2)	(37)
31 декабря 2004 г.	264	15 252	15 516	456	15 972
Пересмотр предыдущих оценок	(43)	29	(14)	(6)	(20)
Приобретение неизвлеченного сырья*	174	266	440	(86)	354
Увеличение / открытие новых запасов	28	472	500	6	506
Добыча	(15)	(619)	(634)	(30)	(664)
Реализация доказанных запасов	-	(34)	(34)	-	(34)
31 декабря 2005 г.	408	15 366	15 774	340	16 114
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2003 г.	143	9 792	9 935	272	10 207
31 декабря 2004 г.	124	10 205	10 329	322	10 651
31 декабря 2005 г.	255	10 070	10 325	258	10 583
* Приобретение неизвлеченного сырья по зависимым компаниям включает в себя также перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.					

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

Млрд куб. футов	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	За рубежом	Россия	Итого		
Газ					
1 января 2003 г.	1 581	22 362	23 943	221	24 164
Пересмотр предыдущих оценок	602	(269)	333	13	346
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	98	98	(59)	39
Увеличение / открытие новых запасов	-	57	57	-	57
Добыча	(28)	(96)	(124)	(9)	(133)
31 декабря 2003 г.	2 155	22 152	24 307	166	24 473
Пересмотр предыдущих оценок	(268)	(754)	(1 022)	55	(967)
Приобретение неизвлеченного сырья	1 174	2	1 176	-	1 176
Увеличение / открытие новых запасов	-	93	93	2	95
Добыча	(32)	(133)	(165)	(9)	(174)
Реализация доказанных запасов	-	(4)	(4)	(1)	(5)
31 декабря 2004 г.	3 029	21 356	24 385	213	24 598
Пересмотр предыдущих оценок	402	(520)	(118)	(4)	(122)
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	8	8	(6)	2
Увеличение / открытие новых запасов	273	742	1 015	5	1 020
Добыча	(35)	(155)	(190)	(10)	(200)
Реализация доказанных запасов	-	-	-	-	-
31 декабря 2005 г.	3 669	21 431	25 100	198	25 298
Доказанные разрабатываемые запасы:					
31 декабря 2003 г.	1 070	1 722	2 792	122	2 914
31 декабря 2004 г.	1 363	3 420	4 783	175	4 958
31 декабря 2005 г.	1 102	4 834	5 936	153	6 089
* Приобретение неизвлеченного сырья по зависимым компаниям также включает в себя перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.					

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

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

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

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

налоговой базы соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств рассчитываются с использованием 10%-го коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

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

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

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

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

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

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

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 156 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 3,6 млрд долл. США.

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

Дочерние компании	2005	2004	2003
Дисконтированная стоимость на 1 января	35 106	31 258	22 082
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 761	31	16
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(7 771)	(6 260)	(3 525)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	18 786	5 881	8 978
Увеличение запасов, открытие новых запасов и добыча прогрессивными методами, за вычетом соответствующих затрат	2 619	1 548	1 049
Затраты на разработку за период	2 495	1 983	1 528
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(320)	(416)	1 163
Чистое изменение налога на прибыль	(5 346)	(1 084)	(2 867)
Прочие изменения	149	8	(115)
Эффект дисконтирования	4 609	2 157	2 949
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	52 088	35 106	31 258

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

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ДИВИДЕНДОВ И ОПЕРАЦИЙ С АКЦИЯМИ

В данном разделе рассматриваются некоторые налоговые аспекты (по законам РФ и Великобритании), касающиеся владельцев наших обыкновенных акций или депозитарных расписок (американских и глобальных). Данный раздел имеет общий характер и базируется на законах РФ и Великобритании, действующих на момент выпуска настоящего Годового Отчета. Любые изменения в законодательстве обоих государств, произошедшие после выпуска Годового Отчета, в данном разделе не отражены. В данном разделе не приводится исчерпывающий анализ всех налоговых аспектов, относящихся к депозитарным распискам (далее расписки) или обыкновенным акциям (далее акции), в обоих государствах (или в любых иных). Информацию о точных налоговых последствиях приобретения, владения и распоряжения нашими акциями и расписками следует запрашивать у ваших налоговых консультантов. Возможность применения любого соглашения об избежании двойного налогообложения зависит от каждого конкретного случая. В этой связи следует отметить, что на практике могут возникнуть определенные трудности при получении льгот по избежанию двойного налогообложения.

Ни при каких обстоятельствах не следует рассматривать настоящий раздел в качестве налоговой консультации.

НАЛОГОВЫЕ АСПЕКТЫ В РФ

Рассмотрение применения какого-либо соглашения об избежании двойного налогообложения не является целью настоящего раздела. Вступление в силу главы о налоге на прибыль Налогового Кодекса РФ 1 января 2002 года отменило предварительное согласование с налоговыми органами вопросов льготного налогообложения дохода нерезидентов (возникшего в связи с владением ценными бумагами) в соответствии с каким-либо соглашением об избежании двойного налогообложения. Тем не менее, не исключено, что налоговые органы могут во время проверки оспаривать право нерезидента пользоваться соответствующими льготами и требовать, чтобы налоговый агент оплатил полную сумму налога, а также штрафы и пени.

Держатели-нерезиденты

В настоящем разделе под понятием «держатель-нерезидент» по отношению к физическому лицу понимается физическое лицо, пребывающее на территории РФ менее 183 дней в соответствующем календарном году и являющееся собственником акций или расписок с правом распоряжения ими.

В настоящем разделе под понятием «держатель-нерезидент» по отношению к юридическому лицу понимается юридическое лицо или организация, не зарегистрированные и не осуществляющие свою деятельность в соответствии с законодательством РФ, являющиеся держателями акций или расписок (с правом распоряжения ими) не через постоянное представительство в РФ. В действующем налоговом законодательстве РФ не дается определения резидентства юридического лица. На практике для определения резидентства юридического лица в РФ можно руководствоваться приведенным выше определением.

Налоговые правила РФ, касающиеся ценных бумаг, и особенно тех, держателями которых являются нерезиденты, характеризуются значительной неопределенностью и отсутствием четких толкований. Налоговое законодательство и процедуры РФ плохо проработаны и разные налоговые инспекции и инспекторы могут истолковывать их по-разному. К тому же, нормы налогового законодательства РФ и их истолкование и применение могут резко и непредсказуемо меняться, что не свойственно странам с более развитым фондовым рынком. Главы Части II Налогового Кодекса РФ, регулирующие налогообложение доходов физических лиц и прибыли российских и иностранных юридических лиц, регулируют не все вопросы, связанные с покупкой, владением и распоряжением нерезидентами акциями и расписками. В частности, налоговые органы РФ пока не дали исчерпывающих указаний по вопросу депонирования акций при осуществлении программ депозитарных расписок.

Налогообложение дивидендов

Дивиденды, выплачиваемые держателю-нерезиденту, обычно подлежат налогообложению в РФ, которое осуществляется нами в качестве налогового агента. Ставка налога зависит от того, является ли получатель дивидендов юридическим или физическим лицом. Дивиденды, которые выплачиваются держателю-нерезиденту (юридическому лицу) обычно подлежат налогообложению по ставке 15%. Дивиденды, которые выплачиваются нерезиденту (физическому лицу), подлежат налогообложению по ставке 30%. РФ имеет действующие соглашения об избежании двойного налогообложения со многими странами. В соответствии с данными соглашениями ставки налогообложения дивидендов ниже, чем по законодательству РФ. В частности, соглашение об избежании двойного налогообложения между РФ и Великобританией предусматривает льготную ставку в 10% для нерезидентов физических лиц.

Обязательства физических лиц-нерезидентов по налоговой отчетности

Если держатель-нерезидент (физическое лицо) получил доход, подлежащий налогообложению в РФ, а удержание налога по какой-либо причине не произошло, держатель обязан задекларировать свой доход в налоговых органах РФ и уплатить налог.

Ставка налога может быть снижена в соответствии с соглашением об избежании двойного налогообложения между РФ и страной, резидентом которой является держатель. В частности Конвенция от 15 февраля 1994 года между Правительством Российской Федерации и Правительством Соединенного Королевства Великобритании и Северной Ирландии об избежании двойного налогообложения и предотвращении уклонения от налогообложения в отношении налогов на доходы и прирост стоимости активов предусматривает применение ставки 10% при налогообложении дивидендов, выплачиваемых держателям-резидентам Великобритании, которые являются бенефициарными владельцами дивидендов.

Однако льготные условия налогообложения могут быть недоступными для держателей расписок (нерезидентов) из-за отсутствия в законодательстве РФ каких-либо четких указаний по поводу бенефициарного владения и из-за того, что владельцем акций согласно законодательству РФ является депозитарий (а не держатель расписок). Ввиду отсутствия четких указаний со стороны налоговых органов РФ относительно применения соглашений об избежании двойного налогообложения, существует вероятность, что мы не сможем использовать льготные ставки и будем вынуждены удерживать налог на дивиденды, выплачиваемые держателю-нерезиденту, по обычным ставкам (см. «Получение льгот в соответствии с Соглашением об избежании двойного налогообложения между РФ и Великобританией»).

Налогообложение прироста стоимости активов

Доходы держателя-нерезидента от продажи, обмена или другого распоряжения депозитарными расписками вне РФ не должны облагаться налогом в РФ, при условии, что соответствующие доходы не были получены от источника внутри РФ. Согласно Налоговому Кодексу РФ, доход от прироста стоимости активов, полученный нерезидентом (юридическим лицом) от продажи акций или производных инструментов (базой которых являются акции российских компаний), которые законно обращаются на иностранных биржах, не считается доходом от источника в РФ и не подлежит налогообложению в РФ.

Нерезидент (юридическое лицо) облагается налогом на прирост стоимости активов только при продаже резиденту РФ акций российской компании, у которой более 50% недвижимого имущества находится на территории РФ. Держатель-нерезидент вправе уменьшить свой налогооблагаемый доход от продажи акций на стоимость приобретения данных акций при условии, что он предоставит российскому покупателю, выступающему в роли налогового агента, документальное подтверждение цены приобретения. В таком случае чистый доход от продажи облагается налогом по ставке 24%. При отсутствии документального подтверждения нерезидент не вправе уменьшать налогооблагаемую базу и его доход облагается по ставке 20%. Следует отметить, что, поскольку прирост стоимости активов может исчисляться в рублях, налогооблагаемая база может изменяться в зависимости от изменений обменного курса рубля.

Следует отметить, что льготный режим налогообложения прироста стоимости активов применим только для нерезидента (юридического лица), который не имеет постоянного представительства в РФ. Если нерезидент имеет постоянное представительство в РФ, любой доход от прироста стоимости активов, получаемый данным представительством при распоряжении российскими ценными бумагами, будет облагаться налогом по ставке 24%. Приобретение нерезидентом акций или другого имущества в РФ само по себе не означает, что нерезидент имеет постоянное представительство в РФ.

В случае, когда нерезидент (физическое лицо) получает доход от источника в РФ при распоряжении акциями или расписками, налогообложению подлежит доход, уменьшенный на подтвержденную стоимость приобретения, по ставке 30%. Нерезидент (физическое лицо) также может пользоваться льготами согласно соглашению об избежании двойного налогообложения. Считается, что доход получен от источника в РФ, если продажа акций или расписок была осуществлена на территории РФ.

Однако в законодательстве отсутствует понятие «продажа на территории РФ» касательно сделок с ценными бумагами. Существует риск, что любая операция по продаже акций (в отличие от расписок) российской компании может трактоваться как операция, произведенная на территории РФ. Доход от продажи акций на какой-либо российской бирже (в случае котируемых акций) или по договору купли-продажи на территории РФ обычно считается доходом от источника в РФ. Однако налог не удерживается в случае, когда нерезидент (физическое лицо) продает акции иностранной компании или другому нерезиденту (физическому лицу), поскольку в такой ситуации не существует налогового агента (согласно определению «налогового агента» в Налоговом Кодексе РФ). Продажа расписок также может рассматриваться как операция на территории РФ, если покупатель является резидентом РФ. Следует отметить, что прирост стоимости активов рассчитывается в рублях по обменному курсу на дату покупки и продажи. Поэтому налогооблагаемый доход зависит от изменений курса рубля.

Держатель-нерезидент может избежать налогообложения в РФ при распоряжении акциями в соответствии с условиями соглашения об избежании двойного налогообложения между РФ и страной, резидентом которой

он является. В частности, Соглашение об избежании двойного налогообложения между РФ и Великобританией освобождает от налогообложения все доходы держателей-резидентов Великобритании, полученные от прироста стоимости активов, за исключением случаев когда (а) вся или почти вся стоимость акций зависит прямо или косвенно от недвижимого имущества в РФ и (б) акции не котируются на официально признанной фондовой бирже.

Держатели-резиденты

Держатель расписок или акций (физическое или юридическое лицо), который является резидентом РФ, облагается всеми соответствующими российскими налогами. Дивиденды, выплачиваемые резидентам (физическим лицам), облагаются налогом по ставке 9%. Дивиденды, выплачиваемые резидентам (юридическим лицам), облагаются налогом по ставке 15%. В обоих случаях налог удерживается российской организацией, которая выступает в качестве налогового агента.

Получение льгот в соответствии с Соглашением об избежании двойного налогообложения между РФ и Великобританией

После вступления в силу 1 января 2002 года главы о налоге на прибыль Налогового Кодекса РФ корпоративный держатель-нерезидент больше не обязан заранее согласовывать с налоговыми органами РФ вопрос применения льгот по соглашению об избежании двойного налогообложения при получении любого дохода от своих акций (дивидендов или дохода от продажи акций). Однако не исключено, что налоговые органы могут во время проверки оспаривать право нерезидента на льготы и требовать, чтобы налоговый агент (т.е. компания, которая выплачивает дивиденды, или российский покупатель акций) удержал и оплатил налог. На практике, наиболее вероятной санкцией за неуплату налога является штраф в размере 20% от суммы неуплаченного налога, а также проценты за просрочку платежа.

Для избежания двойного налогообложения корпоративный держатель нерезидент должен предоставить подтверждение своего налогового резидентства в соответствии с соглашением об избежании двойного налогообложения и прочую документацию до получения соответствующего дохода. Держатели-резиденты Великобритании могут получить такое подтверждение, обратившись в письменной форме к своему местному налоговому инспектору.

В соответствии с Налоговым Кодексом РФ держатель-нерезидент (физическое лицо) обязан предоставить налоговым органам РФ документ, подтверждающий, что он является налоговым резидентом другой страны, и документ, утвержденный налоговыми органами данной страны, с указанной в нем суммой дохода и суммой уплаченного налога. Формально это означает, что физическое лицо не может рассчитывать на льготы, предусмотренные соглашением об избежании двойного налогообложения, пока оно не уплатило налог в стране, резидентом которой является.

Если держатель-нерезидент заранее не подтвердил свое право на льготы в соответствии с соглашением об избежании двойного налогообложения и налог на прирост стоимости активов или на другие суммы был удержан резидентом РФ, нерезидент имеет право на их возврат в течение трех лет с момента окончания налогового периода, в котором налог был удержан, в случае если он является юридическим лицом, или в течение одного года с момента окончания налогового периода, в случае если он является физическим лицом. Юридические лица не имеют право возвращать средства физическому лицу.

Налоговые органы РФ рассматривают требование о возврате средств юридическим лицам при предоставлении (а) документа, подтверждающего местонахождение нерезидента на момент получения дохода, (б) заявления на возврат удержанного налога по образцу, установленному налоговыми органами и (в) копий контрактов и платежных документов, подтверждающих уплату налога в бюджет РФ. Для иностранных юридических лиц применяется форма 1012ДТ (2002), которая совмещает документы (а) и (б).

Возврат средств физическому лицу возможен только на основе (а) заявления на возврат средств в любом понятном для налоговых органов формате, (б) налоговой декларации за год (форма 2-НДФЛ) и (в) подтверждения его резидентства.

Удержанный налог должен быть возвращен в течение одного месяца после подачи заявления в налоговые органы РФ вместе с прочими документами. Однако процедура рассмотрения таких заявлений еще не отработана, поэтому сам факт возврата налога и время его исполнения являются неопределенными.

Налоговые органы РФ могут требовать русский перевод некоторых документов и настаивать на предоставлении документов в соответствии с установленным образцом. Предоставление всех требуемых документов не гарантирует, что налоговые органы не оспорят право заявителя на освобождение от уплаты налога и что инспекция, в которую нерезидент подает заявление, не потребует дополнительную документацию в особом формате.

НАЛОГОВЫЕ АСПЕКТЫ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

Положения, которые приводятся ниже, имеют общий характер и основаны на действующем законодательстве Великобритании и практике его применения. Эти положения могут не подходить для случаев, когда доход для целей налогообложения не считается доходом абсолютных бенефициарных владельцев расписок или акций, а считается доходом каких-либо других лиц. В частности, эти положения не применимы к:

- ▼ инвесторам, которые не держат свои расписки или акции в качестве капитальных активов;
- ▼ инвесторам, которые владеют 10% или больше наших голосующих акций (или обоснованно считаются владеющими такой долей); или
- ▼ особым категориям инвесторов, таким как дилеры.

Налог на дивиденды

Держатели акций компаний, зарегистрированных в РФ, и депозитарных расписок на эти акции не уплачивают налог на дивиденды в Великобритании. Как было указано в части «Налоговые аспекты в РФ – Налогообложение дивидендов», данные дивиденды подлежат налогообложению в РФ.

Налогообложение дивидендов

Держатель расписок или акций в Великобритании, который получает дивиденды на расписки или акции, может облагаться подоходным налогом или налогом на корпорации в Великобритании на сумму полученных дивидендов до вычета любых налогов, удержанных в РФ, но при этом имеет право на возмещение налогов, удержанных в РФ. Доходы от дивидендов, полученных на расписки или акции физическим лицом, которое является резидентом Великобритании и проживает в Великобритании, обычно облагаются подоходным налогом в Великобритании. Держатель расписок или обыкновенных акций, который является физическим лицом и резидентом Великобритании, но не проживает там (или является резидентом Великобритании, но не долгосрочным резидентом, проживает в Великобритании и является гражданином какой-либо страны Британского Содружества, в том числе самой Великобритании, или Республики Ирландии) обычно облагается подоходным налогом в Великобритании на сумму дивидендов, полученных на расписки или акции и поступивших в Великобританию. Дивиденды считаются поступившими в Великобританию если они были любым способом перечислены, переведены или ввезены в эту страну.

Корпоративный держатель расписок или акций, который является резидентом Великобритании, обычно облагается налогом на корпорации в Великобритании по дивидендам, полученным на расписки или акции. Корпоративный держатель расписок или акций, который не является резидентом Великобритании, обычно не облагается налогом на корпорации в Великобритании по дивидендам, полученным на расписки или акции, за исключением случаев, когда расписки или акции относятся к деятельности, которую держатель ведет в Великобритании через представительство или филиал.

Налогообложение операций по распоряжению расписками или акциями

Когда держатель расписок или акций, который находится в Великобритании, продает свои расписки или акции, может возникать налогооблагаемая прибыль или убыток, который уменьшает его суммарную налогооблагаемую базу. Держатель (физическое лицо), который является резидентом или долгосрочным резидентом Великобритании и имеет постоянное местожительство там, обычно облагается налогом в Великобритании на прирост стоимости активов при продаже расписок или обыкновенных акций. Держатель (физическое лицо), который является резидентом или долгосрочным резидентом Великобритании, но не имеет постоянное местожительство там, облагается налогом в Великобритании на прирост стоимости активов при условии, что доход или часть дохода от продажи расписок или акций поступил или обоснованно считается поступившим в Великобританию (убытки, возникшие вследствие продажи не могут поступить в Великобританию). Операции с расписками или акциями на Лондонской фондовой бирже могут привести к возникновению прибыли, которая облагается налогом Великобритании на прирост стоимости активов. Следует отметить, что другие правила могут действовать в случаях, когда физическое лицо получило акции в качестве вознаграждения за свою работу (в таком случае прибыль облагается подоходным налогом, а не налогом на прирост стоимости активов).

Держатели резиденты Великобритании (физические лица), которые получили прибыль по операциям с акциями и расписками, могут при определенных обстоятельствах воспользоваться налоговыми льготами: если ценные бумаги приобретены после марта 1998 года, то чем больше времени держатель владеет акциями, тем меньше ставка, по которой он платит налог на прирост их стоимости при продаже. Для ценных бумаг, приобретенных раньше марта 1998 года, действует система индексации.

В случае приобретения расписок или акций в различные периоды времени применяются специальные правила, которые устанавливают для целей налогообложения, в какой последовательности продаются акции и расписки.

Корпоративный держатель расписок или акций, который является резидентом Великобритании, обычно облагается налогом Великобритании на прибыль корпораций, полученную от продажи обыкновенных акций или расписок. Корпоративный держатель расписок или акций, который не является резидентом Великобритании, облагается налогом Великобритании на прибыль корпораций, полученную от продажи акций и расписок, если их продажа относится к деятельности, которую держатель ведет в Великобритании через представительство или филиал. Налогооблагаемая прибыль может уменьшаться за счет индексации на темп инфляции.

При определенных обстоятельствах корпоративные держатели-резиденты Великобритании могут быть освобождены от налогообложения прибыли, полученной от продажи расписок или акций (при этом в случае продажи бумаг в убыток налоговая база уменьшаться не будет).

Последствия удержания налогов в РФ

Как было отмечено в разделах «Налоговые аспекты в РФ – Налогообложение дивидендов и Налогообложение прироста стоимости активов», дивидендные выплаты на акции будут подлежать, а прибыль от прироста стоимости активов может подлежать налогообложению в РФ. Держатель-резидент Великобритании обычно имеет право на возмещение налогов, уплаченных в РФ, в обмен на его обязательство по уплате подоходного налога или налога на корпорации в Великобритании на соответствующую сумму. Размер налогового возмещения исчисляется с применением специальных правил.

Государственная пошлина в Великобритании

Госпошлина за оформление документов по переоформлению прав собственности на расписки или акции обычно не взимается в Великобритании, кроме случаев, когда переоформление осуществляется в Великобритании или когда оформление может быть отнесено к «какой-либо деятельности, которая осуществляется или будет осуществляться в Великобритании». Госпошлина за подготовку электронных документов по переоформлению прав собственности на расписки или акции обычно не взимается в Великобритании, кроме случаев, когда корпорация, которая выпустила расписки или акции, хранит их в реестре, находящемся на территории Великобритании, или когда они хранятся там от имени данной корпорации.

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

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

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

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

К указанным обстоятельствам относятся:

- инфляция, колебания процентных ставок и валютного курса
- цена на нефть
- влияние политики российского Правительства и вносимых в нее изменений
- влияние конкуренции в регионах и сферах деятельности Компании
- влияние изменений в законодательных и иных нормативных актах, правилах налогообложения, стандартах и порядке бухгалтерского учета
- возможности Компании по увеличению доли рынка сбыта выпускаемой продукции и осуществлению контроля за расходами
- приобретение и реализация активов
- изменения в технологиях
- достигнутые Компанией 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 Компании. 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.

СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Наиболее полную и оперативную информацию о Компании вы всегда можете найти на ее веб-сайте www.lukoil.ru (русский язык) или www.lukoil.com (английский язык).

На сайте вы сможете ознакомиться также с основными направлениями и результатами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», получить оперативную и актуальную информацию о событиях, связанных с Компанией, обо всех аспектах ее деятельности, узнать о ее социальной политике и политике по защите окружающей среды.

В разделе «Инвесторам и акционерам» представлены финансовые и производственные 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 (495) 627-44-44, 628-98-41
Факс: +7 (495) 925-70-16

Отдел по работе с акционерами

Телефон: +7 (495) 627-48-84, 973-73-46
Факс: +7 (495) 627-41-91
Электронная почта: shareholder@lukoil.com

Отдел отношений с инвесторами

Телефон: + 7 (495) 627-16-96
Факс: + 7 (495) 981-72-88
Электронная почта: ir@lukoil.com

Пресс-служба

Телефон: +7 (495) 627-16-77
Факс: + 7 (495) 627-16-53
Электронная почта: pr@lukoil.com

Фондово-консультационный центр ОАО «ЛУКОЙЛ»

Россия, 101 000, Москва,
Покровский бульвар, дом 3, стр. 1
Телефон: + 7 (495) 627-41-91, 627-43-80
Факс: + 7 (495) 627-41-91

Регистрационная компания ОАО «Регистратор «НИКОЙЛ»

Россия 125 124, Москва, 3-я улица Ямского
поля, дом 28
Телефон / факс: + 7 (495) 755-90-77

ОПУБЛИКОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ

На сайте Компании в разделе «Инвесторам и акционерам» (www.lukoil.ru/ir) представлены электронные версии следующих отчетов за 2004 год:

1. Отчет о деятельности Компании.
2. Консолидированная финансовая отчетность.
3. Ежеквартальная консолидированная финансовая отчетность.
4. Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности.
5. Справочник аналитика.

ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ДОКУМЕНТЕ

Названия и слова ОАО «ЛУКОЙЛ», группа «ЛУКОЙЛ», «Группа», «ЛУКОЙЛ», «Компания», компания «ЛУКОЙЛ», «мы» и «наш», используемые в тексте данного 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 2005 год (28,29 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)