



ЛУКОЙЛ



ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 2007

СОДЕРЖАНИЕ

ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ	4
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	7
ЛУКОЙЛ НА КАРТЕ МИРА	8
СОБЫТИЯ 2007 ГОДА	10
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА	16
Лицензирование	23
Запасы нефти и газа	24
Геолого-разведочные работы	27
Разработка месторождений и добыча нефти	34
Разработка месторождений и добыча газа	42
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ	46
Нефтепереработка	48
Производство масел	52
Газопереработка	54
Нефтехимия	55
ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ	58
Поставки нефти	60
Поставки газа	62
Сбыт нефтепродуктов	63
ТОВАРНЫЙ БАЛАНС ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ОАО «ЛУКОЙЛ» (2007)	68
ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ	70
Технологии в сфере геологоразведки и добычи	72
Технологии в сфере нефтепереработки	75
Энергосберегающие технологии	76
Информационные технологии	77
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
Охрана окружающей среды	80
Промышленная безопасность и охрана труда	83
Персонал и социальные программы	84
Социальная политика и благотворительная деятельность	87
КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ	92
Корпоративное управление	93
Информационная открытость	95
Совет директоров и Правление Компании	96
Комитеты Совета директоров	101
Внутренний контроль и аудит	101
Ценные бумаги Компании	102
Дивиденды	105
РЕГИОН: УЗБЕКИСТАН	107
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	112
АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	152
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ ДИВИДЕНДОВ И ОПЕРАЦИЙ С АКЦИЯМИ	189
СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	194

ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ

Уважаемые акционеры!

2007 год стал знаменательным годом с точки зрения достигнутых финансовых результатов и реализации новых масштабных проектов. По основным производственным и финансовым показателям мы превзошли уровень 2006 года. Компания продолжила развиваться в соответствии со своей долгосрочной стратегией и укреплять свои конкурентные позиции на глобальном энергетическом рынке. Например, ЛУКОЙЛ приступил к добыче газа в Узбекистане, продолжил активную модернизацию НПЗ, завершил приобретение сети АЗС в странах Европы.

Чистая прибыль Компании в отчетном году выросла на 27,1%, до рекордных 9,5 млрд долл. Доходность на вложенный капитал составила 22,2%. Операционный денежный поток существенно превысил показатель 2006 года и достиг 10,9 млрд долл. Это позволило нам профинансировать капитальные вложения в размере 9,1 млрд долл. Следует отметить также, что в структуре капитальных затрат группы «ЛУКОЙЛ» около 40% составляют затраты на новые проекты, цель которых — интенсивное расширение масштабов деятельности Компании.

Рекордные финансовые результаты 2007 года позволили нам рекомендовать нашим акционерам утвердить дивиденды в размере 42 руб. (1,80 долл.) на акцию, что на 10,5% превышает дивиденды по итогам 2006 года. Дивидендная доходность станет самой высокой за последние три года и составит 2,1%. Необходимо отметить, что в отчетном году впервые с 2000 года курс акций ОАО «ЛУКОЙЛ» незначи-

тельно снизился (на 1,1%). Это было связано с рядом внутренних российских политических факторов и нестабильностью глобальной финансовой системы. Со своей стороны, мы делаем все возможное для поддержания доходов наших акционеров на высоком уровне. Так, например, Компания продолжила осуществлять выкуп собственных акций: в 2007 году на эти цели было потрачено 712 млн долл.

Основным фактором роста финансовых результатов группы «ЛУКОЙЛ» в 2007 году стала благоприятная ценовая конъюнктура — высокие цены на нефть и высокий уровень маржи нефтепереработки. Рост финансовых результатов был обеспечен также расширением масштабов деятельности Компании. В первую очередь следует отметить существенный рост объемов нефтепереработки. Так, объемы переработки на российских НПЗ выросли почти на 8%, а уровень загрузки мощностей в России достиг рекордной величины за всю историю Компании — более 96%. Кроме того, в отличие от большинства конкурентов ЛУКОЙЛ продолжил наращивать добычу углеводородов. По итогам 2007 года добыча Группы выросла до 2,18 млн барр. н. э./сут. Особенно следует отметить высокий органический прирост добычи по международным проектам.

Положительное влияние на финансовые результаты Компании оказали также работы по повышению эффективности операционной и финансовой деятельности по всем направлениям. Компания продолжала соблюдать жесткую финансовую дисциплину. Принимая во внимание высокую инфляцию и существенную девальвацию доллара, ЛУКОЙЛ эффективно контролировал производственные затраты. Важную роль в этом сыграли централизованная работа с подрядчиками и поставщиками, использование тендерных процедур, энергосбережение, увеличение производительности труда.

В бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» ЛУКОЙЛ четко придерживался своих стратегических целей — увеличения объемов и эффективности добычи, наращивания ресурсной базы для стабильного долгосрочного роста.

Компания непрерывно расширяет свою ресурсную базу и уже восемь лет подряд полностью восполняет добычу углеводородов приростом доказанных запасов. Крупнейшим открытием Компании в 2007 году стало Баяндыское нефтяное месторождение в Республике Коми, которое будет введено в эксплуатацию уже в 2008 году. В целом же в 2007 году мы открыли 7 и ввели в эксплуатацию 13 новых месторождений.

В 2007 году среднесуточная добыча товарных углеводородов выросла на 1,5%. Замедление темпов прироста добычи по



Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.И. Грайфер

сравнению с предыдущими годами было связано с продажей 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd., снижением закупок природного газа компанией «Газпром», а также перебоями в энергоснабжении месторождений Западной Сибири. Значительный ресурсный потенциал, начало добычи по новым крупным проектам и ускоренная реализация газовой программы позволяют нам с уверенностью утверждать, что Компания выполнит поставленные стратегические цели по обеспечению роста добычи углеводородов в среднесрочном периоде.

Наиболее значительным событием 2007 года в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» стало начало добычи газа в Узбекистане. Компания впервые в качестве оператора ввела в эксплуатацию газоконденсатное месторождение за рубежом. Высокий потенциал роста добычи и рыночные условия реализации газа делают узбекский проект Кандым – Хаузак – Шады наиболее эффективным в газовом блоке Компании. Он же является крупнейшим международным проектом Компании с учетом доли участия: максимальный уровень добычи по проекту в целом составит около 12 млрд м³/год газа.

Необходимо также отметить завершение строительства Варандейского терминала на севере европейской части России — первого в мире отгрузочного терминала, способного круглый год работать в условиях Арктики. Терминал будет использоваться в первую очередь для экспорта нефти с Южно-Хыльчуйского месторождения, которое будет введено в эксплуатацию в середине 2008 года, а в перспективе — и с других месторождений Тимано-Печоры.

В 2007 году ЛУКОЙЛ продолжил активно развивать международный сектор бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча». Компания добилась значительных успехов в реализации существующих международных проектов. Так, например, в Колумбии по проекту Кондор были обнаружены коммерческие запасы нефти — это стало первым в истории открытием, сделанным российской нефтяной компанией в Западном полушарии. Кроме того, группа «ЛУКОЙЛ» стала участником трех новых геолого-разведочных проектов в Кот-д'Ивуаре и Гане.

Отдельно необходимо отметить развитие партнерских отношений с государственными корпорациями по всему миру. В условиях, когда все меньшая доля ресурсов доступна для частных нефтяных компаний, такое сотрудничество необходимо для успешной и стабильной долгосрочной деятельности. Особую важность представляет партнерство с ОАО «Газпром» и его дочерними обществами. Нами подписан ряд соглашений, открывающих путь к сотрудничеству в сфере геологоразведки и добычи, производства нефтехимической продукции, реализации углеводородов и топлива. В отчетном году ЛУКОЙЛ начал сотрудничество с государственными компаниями



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов

Китая, Индонезии и Катара. Мы уверены, что это поможет обеспечить рост ресурсного потенциала, добычи и, соответственно, акционерной стоимости Компании.

В 2007 году значительно выросла эффективность реализации углеводородов в результате улучшения ценовых формул и оптимизации маршрутов поставок. Так, чистая прибыль газового сектора увеличилась вдвое, в том числе в связи с увеличением прямых продаж конечным потребителям, хотя объем поставок газа Компании остался практически неизменным по сравнению с 2006 годом. Кроме того, в связи с высоким уровнем российской маржи нефтепереработки ЛУКОЙЛ на 7% увеличил поставки нефти на внутренний рынок.

В бизнес-сегменте «Переработка и сбыт» Компания уделяла первостепенное внимание наращиванию мощностей и объемов переработки, повышению качества выпускаемой продукции, а также развитию сбытовой сети.

Объемы переработки нефти на собственных НПЗ Группы выросли почти на 7% и достигли рекордных 52 млн т. Благодаря продолжающейся модернизации заводов доля высокооктановых бензинов в суммарном выпуске данного вида продукции приблизилась к отметке 90%, доля экологически чистого дизельного топлива достигла 70%. В 2007 году мы ввели ряд установок, которые позволят существенно нарастить объемы производства моторных топлив, соответствующих европейским экологическим стандартам. Принятие в начале 2008 года технического регламента, в соответствии с которым с 1 января 2009 года Россия должна полностью перейти на топливо, соответствующее стандарту Евро-3, обеспечивает Компании значительное преимущество над конкурентами.

Благодаря успешной маркетинговой политике, повышению качества продукции и расширению сети АЗС розничная реализация нефтепродуктов увеличилась на 14%, до 12,8 млн т. В 2007 году Компания приобрела более 500 АЗС и впервые вышла на розничный рынок стран Западной Европы. В результате повышения эффективности сбытовой деятельности и оптимизации сети АЗС средний объем продаж на одну АЗС достиг 7,9 т/сут, увеличившись по сравнению с 2006 годом почти на 10%.

В наступившем году в структуре Компании появится новый сектор — «Электроэнергетика». Его основу составят некоторые активы РАО ЕЭС России, приобретение которых Компания планирует завершить в 2008 году. Кроме того, в новый сектор войдут активы малой энергетики — электростанции на месторождениях и энергоблоки на заводах Компании. Целью создания нового сектора является обеспечение надежного энергоснабжения наших производственных объектов, а также расширение возможностей Компании по реализации природного газа на рыночных условиях.

В своей деятельности ЛУКОЙЛ руководствуется самыми высокими стандартами охраны окружающей среды и промышленной безопасности и проводит активную

социальную политику. Мы стремимся к непрерывному повышению прозрачности нашей социальной политики и продолжению конструктивного диалога между Компанией и общественностью. С этой целью в 2007 году ОАО «ЛУКОЙЛ» выпустило второй Отчет о деятельности в области устойчивого развития.

От лица Компании мы бы хотели поблагодарить всех работников ОАО «ЛУКОЙЛ» за успехи, достигнутые в 2007 году. Мы понимаем, что люди — это основа потенциала развития, и ценим вклад каждого сотрудника в общее дело процветания Компании.

Достижения отчетного года говорят о том, что ЛУКОЙЛ не только использует существующий промышленный потенциал, но и обеспечивает его интенсивное развитие. Стратегическая цель Компании — укрепление позиций в мировой нефтегазовой отрасли. С одной стороны, это требует от нас постоянного расширения масштабов деятельности, с другой — повышения ее эффективности. В 2007 году Компания добилась успеха в решении обеих задач. Мы уверены, что продолжим создавать стоимость для акционеров, демонстрируя все новые достижения на пути к поставленным целям.



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов

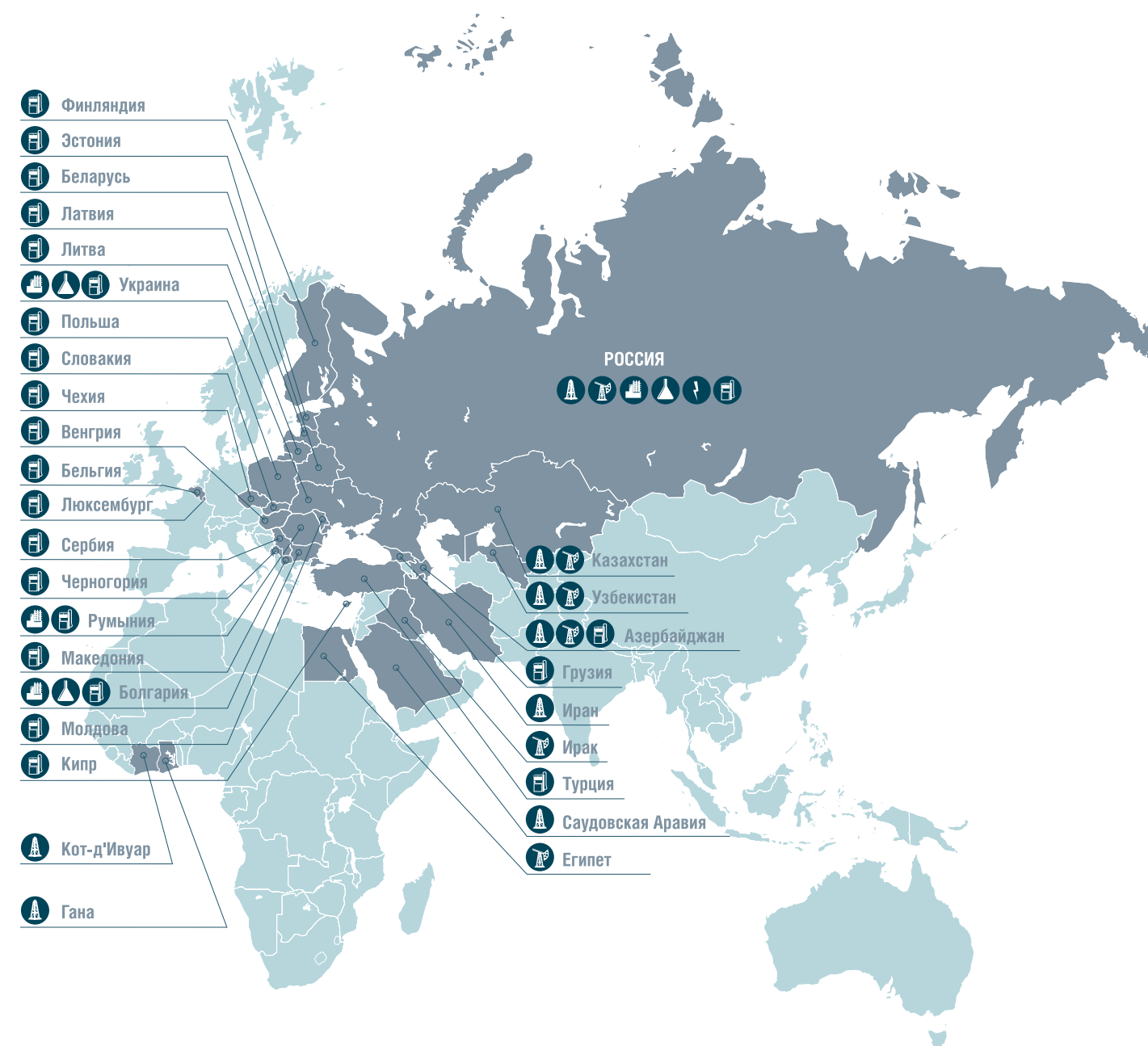
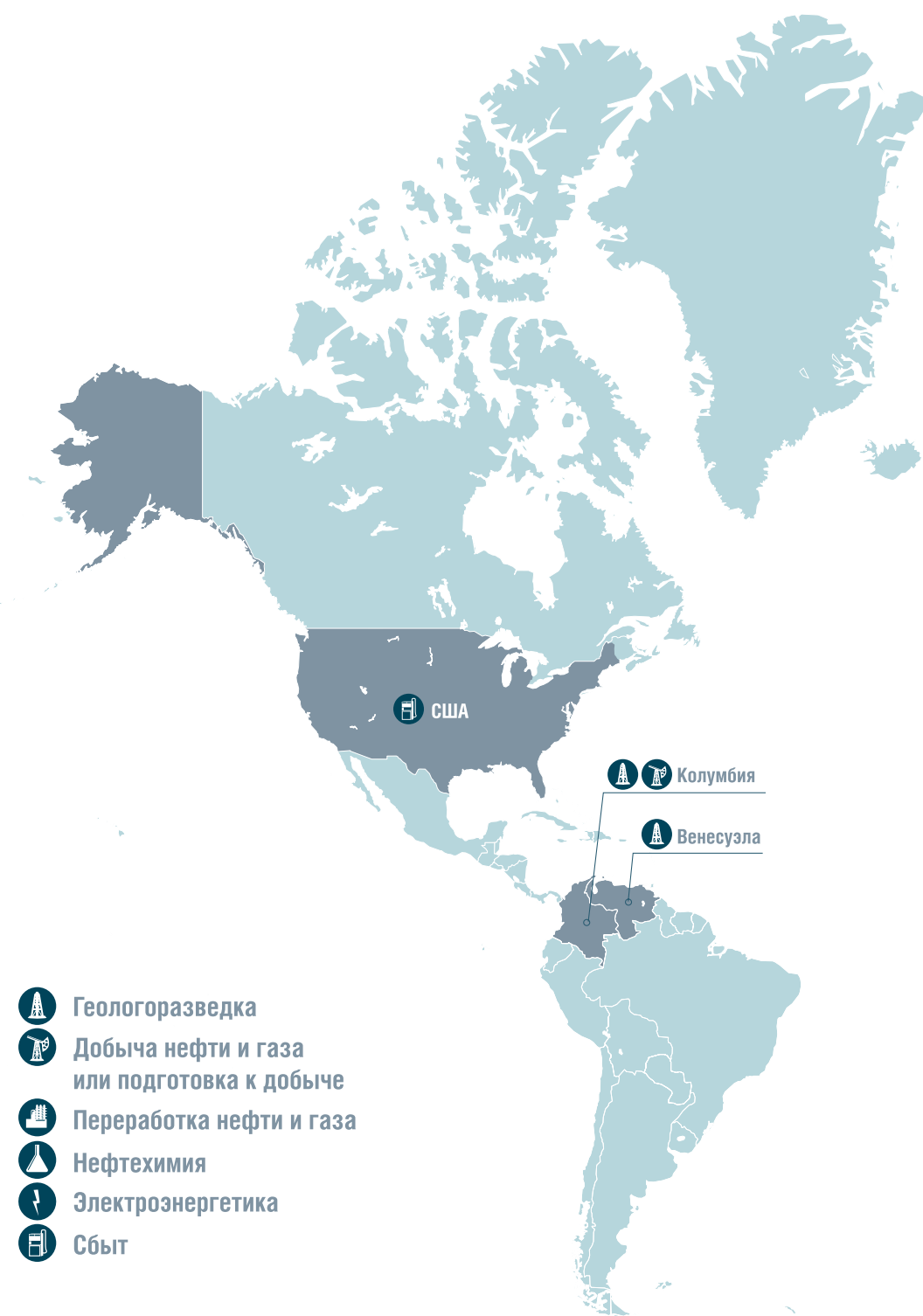


Председатель Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.И. Грайфер

ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2007	2006	Прирост, %
ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ			
Выручка от реализации, млн долл.	81 891	67 684	+21,0%
ЕВITDA, млн долл.	15 388	12 299	+25,1%
Прибыль от основной деятельности, млн долл.	13 418	10 477	+28,1%
Прибыль до налога на прибыль, млн долл.	13 018	10 257	+26,9%
Чистая прибыль, млн долл.	9 511	7 484	+27,1%
Базовая прибыль на акцию, долл.	11,48	9,06	+26,7%
ROACE, %	22,2	21,5	
Капитальные затраты, млн долл.	9 372	6 886	+36,1%
Инвестиции (приобретение дочерних компаний и миноритарных долей), млн долл.	1 566	1 688	-7,2%
Цена акции на конец года, долл.	87,00	87,95	-1,1%
Дивиденд на акцию, руб.	42	38	+10,5%
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ			
Запасы нефти, млн барр.	15 715	15 927	-1,3%
Запасы газа, млрд фут ³	27 921	26 597	+5,0%
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	20 369	20 360	+0,0%
Добыча нефти, млн барр.	713,0	703,1	+1,4%
Добыча товарного природного газа, млн м ³	9 652	9 821	-1,7%
Добыча товарного нефтяного газа, млн м ³	4 303	3 791	+13,5%
Добыча товарных углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	2 178	2 145	+1,5%
Переработка нефти на собственных НПЗ, млн т	52,16	48,88	+6,7%
Переработка нефти на привлеченных НПЗ, млн т	4,61	4,99	-7,6%
Переработка газа, млн м ³	3 317	2 647	+25,3%
Выпуск нефтехимической продукции, млн т	2,04	2,04	+0,1%
Экспорт нефти, млн т	42,15	44,13	-4,5%
Экспорт нефтепродуктов, млн т	25,1	20,5	+22,0%
Реализация нефти, млн т	41,01	42,84	-4,3%
Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т	78,10	72,71	+7,4%
Розничная реализация нефтепродуктов, млн т	12,76	11,17	+14,3%
Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые)	6 090	5 793	+5,1%
Количество работников, тыс.	151,4	148,6	+1,9%

ЛУКОЙЛ — ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ



СОБЫТИЯ 2007 ГОДА

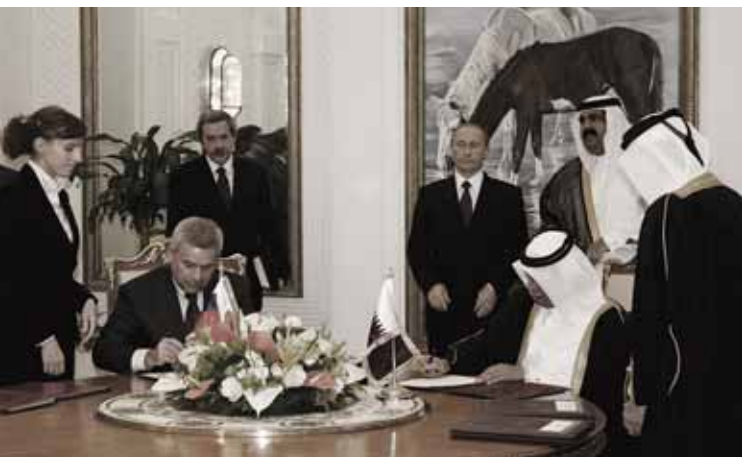
■ ЯНВАРЬ

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила консолидацию ООО «Геойлбент» путем приобретения за 300 млн долл. оставшейся 34%-й доли в обществе. До этого приобретения Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. ООО «Геойлбент» занимается разработкой месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе (Западная Сибирь), а также проводит геолого-разведочные работы на ряде лицензионных участков.

■ ФЕВРАЛЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» и правительство Ленинградской области подписали новое Соглашение о сотрудничестве. Документ определяет основные направления взаимодействия сторон для дальнейшего развития и повышения эффективности топливно-энергетического комплекса Ленинградской области, роста ее производственного потенциала, устойчивого обеспечения предприятий, учреждений и населения области топливом и горюче-смазочными материалами, улучшения экологической обстановки.

Группа «ЛУКОЙЛ» и катарская государственная нефтяная компания Qatar Petroleum подписали Меморандум о взаимопонимании по вопросам сотрудничества в области разведки, разработки и реабилитации нефтегазовых месторождений на территории Катара.



Группа «ЛУКОЙЛ» и катарская ГНК Qatar Petroleum подписали Меморандум о взаимопонимании

Группа «ЛУКОЙЛ» и государственная компания Саудовской Аравии завершили бурение первой разведочной скважины на структуре Тухман контрактного участка Блок А в Королевстве Саудовская Аравия. Глубина скважины, заложенной в январе 2006 года, составила 4,8 тыс. м. В результате бурения скважины была открыта залежь углеводородов. Начато изучение состава и потенциала залежи, которое планируется завершить в 2008 году.

Группа «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию газонаполнительную станцию в Волгограде. Ее мощность составляет 15 тыс. т/год сжиженного газа. Она будет обеспечивать многоотопливные АЗС группы «ЛУКОЙЛ», а также население региона качественным сжиженным газом.



Ввод в эксплуатацию газонаполнительной станции в Волгограде

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила бурение разведочной скважины в купольной части структуры Медина разведочного блока Кондор (Колумбия). Глубина скважины составила 4,5 тыс. м. При ее тестировании был получен приток высококачественной нефти сорта Vasconia дебитом 1,2 тыс. барр./сут. В результате было открыто месторождение с коммерческими запасами. Это первое в истории открытие, сделанное российскими нефтяниками в Западном полушарии.

■ МАРТ

На нефтехимическом заводе ООО «Ставролен» в г. Буденновске (Ставропольский край) введена в эксплуатацию установка по производству полипропилена мощностью 120 тыс. т/год. Это первый объект такого рода в составе нефтехимического комплекса группы «ЛУКОЙЛ». Новая установка позволит полностью обеспечить потребности российского рынка в современных марках полипропилена.

Группа «ЛУКОЙЛ» начала строительство газотурбинной электростанции мощностью 72 МВт в Западной Сибири. Целью строительства является бесперебойное обеспечение электроэнергией Вать-Еганского месторождения — одного из крупнейших нефтяных месторождений Компании. Новая электростанция станет самым крупным объектом собственной генерации, принадлежащим группе «ЛУКОЙЛ». В качестве топлива будет использоваться попутный газ, добываемый на месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и правительство Кировской области подписали Соглашение о сотрудничестве. Основными направлениями сотрудничества являются обеспечение потребителей

области качественными нефтепродуктами, продукцией газопереработки и услугами, а также строительство нефтебаз, автозаправочных станций, рациональное использование природных ресурсов и осуществление мероприятий по охране окружающей среды.

Группа «ЛУКОЙЛ» и Группа ГАЗ подписали соглашение о сотрудничестве на 2007–2010 годы. Соглашение, в частности, предусматривает поставки масел под маркой «ЛУКОЙЛ» для первой заливки автомобилей ГАЗ, а также включение этих масел в конструкторскую и технологическую документацию. Стороны также намерены развивать сотрудничество в области разработки и сертификации новых видов масел — как моторных и трансмиссионных, так и промышленных для технологического оборудования автосборочных предприятий.



Группа «ЛУКОЙЛ» и Группа ГАЗ подписали Соглашение о сотрудничестве на 2007–2010 годы

ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило подсчет и независимый аудит запасов нефти и газа по состоянию на 1 января 2007 года.

Согласно данным, подтвержденным компанией Miller and Lents (США), доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2007 года составили 20,36 млрд барр. н. э., в том числе 15,93 млрд барр. нефти и 26,60 трлн фут³ газа. В 2006 году с учетом добычи прирост доказанных запасов углеводородов Компании составил 4,1%. На протяжении семи лет Компания полностью компенсировала добычу углеводородов приростом запасов.

■ АПРЕЛЬ

Группа «ЛУКОЙЛ» успешно привлекла необеспеченный синдицированный кредит в размере 250 млн долл. сроком на 5 лет под годовую ставку ЛИБОР+0,4%. Данный кредит является самым дешевым необеспеченным пятилетним синдицированным кредитом, когда-либо полученным российской компанией.

Группа «ЛУКОЙЛ» вступила в Техническую ассоциацию европейских производителей масел APIEL. В ассоциацию также входят 16 крупнейших мировых производителей масел.

Группа «ЛУКОЙЛ» и КАМАЗ подписали Соглашение о сотрудничестве на 2007–2010 годы. Соглашение, в частности, предусматривает поставки масел под маркой «ЛУКОЙЛ» для первой заливки автомобилей КАМАЗ, а также включение этих масел в конструкторскую и технологическую документацию завода.



Группа «ЛУКОЙЛ» и КАМАЗ подписали Соглашение о сотрудничестве на 2007–2010 годы

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Министерство иностранных дел РФ подписали Соглашение о сотрудничестве.

В соответствии с соглашением МИД России будет осуществлять поддержку внешнеэкономической деятельности Компании и защиту ее законных интересов за рубежом. Со своей стороны, ЛУКОЙЛ будет оказывать Министерству экспертно-консультативную помощь по вопросам развития сотрудничества с иностранными государствами и международными организациями в топливно-энергетической отрасли, а также по вопросам, касающимся мировых рынков нефти и газа и экспорта углеводородного сырья.

Была завершена сделка по продаже 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd.

(бывшая Nelson Resources Limited) компании Mittal Investments S.A.R.L. за 980 млн долл. Mittal Investments S.A.R.L. также погасила задолженность компании Caspian Investments Resources Ltd. перед компаниями Группы в размере приблизительно 175 млн долл., что составило 50% непогашенного долга. Caspian Investments Resources Ltd. осуществляет разведку и добычу нефти в Казахстане.

Группа «ЛУКОЙЛ» подписала соглашение с американской нефтегазовой компанией Venco Energy о приобретении 56,66%-й доли в трех проектах по геологоразведке перспективных офшорных блоков в Гвинейском заливе (Западная Африка). Блоки CI-101 и CI-401 находятся на континентальном шельфе Республики Кот-д'Ивуар, а блок Cape Three Points Deep Water — на континентальном шельфе Республики Гана. Все

три участка находятся в глубоководной зоне Гвинейского залива в 50-100 км от побережья и геологически приурочены к бассейну Тано, где было доказано наличие коммерческих запасов нефти и газа.

Рейтинговое агентство Standard & Poor's повысило долгосрочный кредитный рейтинг эмитента и рейтинги всех долговых обязательств ОАО «ЛУКОЙЛ» с «BB+» до «BBB-». Таким образом, ЛУКОЙЛ получил рейтинг инвестиционного уровня от всех трех ведущих рейтинговых агентств — Moody's (Baa2), S&P (BBB-) и Fitch (BBB-).

■ МАЙ

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром нефть» подписали Меморандум о взаимопонимании, предусматривающий совместную реализацию нефтегазовых проектов в Российской Федерации. С этой целью компании создадут совместное предприятие, в котором группе «ЛУКОЙЛ» будет принадлежать 49%, а компании «Газпром нефть» — 51%. Управление СП будет осуществляться на паритетной основе.



ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром нефть» подписали Меморандум о взаимопонимании

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Европейский банк реконструкции и развития подписали соглашение о предоставлении Компании необеспеченного кредита в размере 300 млн долл. для финансирования Программы экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2008 годы. Синдицированный кредит состоит из двух траншей по 150 млн долл. Первый транш предоставляется с баланса ЕБРР сроком на 10 лет по ставке ЛИБОР+0,65% годовых, второй — синдикатом коммерческих банков сроком на 7 лет по ставке ЛИБОР+0,45% годовых. Привлеченный кредит является самым длинным по сроку необеспеченным синдицированным кредитом, когда-либо полученным российской частной компанией.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Правительство Республики Татарстан подписали Соглашение о сотрудничестве. Соглашение

предусматривает взаимодействие сторон в сфере геологического изучения недр, добычи и переработки углеводородного сырья, развития системы нефтепродуктообеспечения, производственной и социальной инфраструктуры на территории Татарстана. Стороны договорились также, что в реализации соглашения будет принимать участие ОАО «Татнефть», которое намерено развивать взаимовыгодное сотрудничество с ОАО «ЛУКОЙЛ».

Группа «ЛУКОЙЛ», ICSEM (Международная федерация профсоюзов работников химической промышленности, энергетиков, горняков и разнорабочих) и НГСП РФ (Российский профсоюз работников нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства) подписали третье Глобальное (рамочное) соглашение о сотрудничестве. Подписав соглашение, ЛУКОЙЛ подтвердил свою приверженность принципам Глобальной инициативы ООН, а также основным принципам в сфере труда и окружающей среды, закрепленным в конвенциях ООН и Международной организации труда. На момент подписания ЛУКОЙЛ являлся единственной российской компанией, имеющей подобное соглашение.

■ ИЮНЬ

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены Годовой отчет и бухгалтерская отчетность Компании за 2006 год. Акционеры утвердили выплату дивидендов по итогам работы Компании за 2006 год в размере 38 руб. на одну обыкновенную акцию (33 руб. по итогам 2005 года). Собрание акционеров утвердило также изменения и дополнения в Устав Компании и в Положение о порядке подготовки и проведения общего собрания акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» и определило количество объявленных обыкновенных именных акций в размере 85 млн штук.



Годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ»

ОАО «ЛУКОЙЛ» и администрация Ямало-Ненецкого автономного округа подписали Соглашение о сотрудничестве.

Документ предусматривает создание благоприятных условий для геологического изучения участков недр, проведения разведочных работ, добычи углеводородного сырья, обеспечения максимально возможной утилизации попутного нефтяного газа, а также для внедрения передовых технологий в области разведки, добычи, подготовки и переработки нефти и газа. Стороны также договорились о взаимодействии в области реализации программ по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов округа.

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила создание глобальной системы управления денежными средствами.

В процессе создания системы были проведены мероприятия по повышению эффективности использования денежных средств, улучшению качества планирования ликвидности, централизации валютных операций и операций на финансовых рынках. Совокупный экономический эффект от проведенных в 2006 году мероприятий по оптимизации управления финансами составил почти 350 млн долл.

Группа «ЛУКОЙЛ» успешно разместила два равных транша еврооблигаций со сроком обращения 10 и 15 лет на общую сумму 1 млрд долл. Ставка купона 10-летнего транша составляет 6,356%, 15-летнего — 6,656%. Спрос на бумаги составил более 6 млрд долл. Облигации Компании получили наивысший рейтинг среди ценных бумаг, когда-либо выпущенных частной российской компанией.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Республика Калмыкия подписали Соглашение о сотрудничестве.

Документ предусматривает взаимодействие сторон в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, добычи и подготовки углеводородного сырья, развития системы нефтепродуктообеспечения, а также производственной и социальной инфраструктуры.

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила сделку с компанией СопосоPhilips по приобретению 100% участия в уставных

капиталах компаний, владеющих 376 АЗС в Европе, включая 156 АЗС в Бельгии и Люксембурге, 49 в Финляндии, 44 в Чехии, 30 в Венгрии, 83 в Польше и 14 в Словакии. Сумма сделки составила 442 млн долл.

Группа «ЛУКОЙЛ» открыла модернизированный топливо-заправочный комплекс (ТЗК) в международном аэропорту Кишинева. Емкость резервуарного парка ТЗК составляет 5 200 м³. Модернизация ТЗК осуществлялась в рамках реализации концепции развития авиабункеровочного бизнеса, которая предусматривает расширение рынка сбыта авиатоплива и создание развитой сети собственных ТЗК.

■ ИЮЛЬ

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила процедуру сертификационного аудита единой корпоративной Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на соответствие требованиям стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:1999. Сертифицирующая организация «Bureau Veritas Certification» подтвердила высокий уровень интеграции и результативности вертикально интегрированной корпоративной Системы и рекомендовала получение сертификатов соответствия требованиям стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:1999.

■ АВГУСТ

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Торгово-промышленная палата РФ (ТПП) подписали Соглашение об информационном сотрудничестве.

Документ предусматривает, что ТПП России будет оказывать группе «ЛУКОЙЛ» содействие в установлении деловых связей с иностранными партнерами, смешанными торговыми палатами и деловыми советами зарубежных стран, а также способствовать формированию благоприятного правового климата для



ЛУКОЙЛ приобрел у компании СопосоPhilips 376 АЗС в Европе



Подписание Соглашения об информационном сотрудничестве между ОАО «ЛУКОЙЛ» и Торгово-промышленной палатой РФ

предпринимательской деятельности. ЛУКОЙЛ, со своей стороны, будет оказывать ТПП консультационную и экспертную поддержку по вопросам развития мировых рынков нефти и газа, а также экспорта углеводородного сырья, нефтепродуктов и продукции нефтехимии, производимых на территории России.

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила внедрение глобальной системы планирования на базе программных продуктов компании SAP, включающей модули формирования планов и бюджетов на всех горизонтах планирования, а также инструментарий оценки и согласования инвестиционных проектов и формирования Инвестиционной программы Группы. Система планирования охватывает более 70 российских и зарубежных организаций, входящих в группу «ЛУКОЙЛ».

Группа «ЛУКОЙЛ» первой из российских нефинансовых компаний стала членом Секции срочного рынка Московской межбанковской валютной биржи (ММВБ). Членство в Секции срочного рынка ММВБ позволит Компании минимизировать валютные риски, а также снизить затраты на финансовое обслуживание группы «ЛУКОЙЛ».

■ СЕНТЯБРЬ

Шесть руководителей ОАО «ЛУКОЙЛ» включены в рейтинг «1 000 самых профессиональных менеджеров России». В составлении данного рейтинга приняли участие около 400 экспертов. Их задача заключалась в выборе наиболее профессиональных управленцев, лидеров в своих отраслях и функциональных направлениях.

Группа «ЛУКОЙЛ» заняла 6-е место среди нефтегазовых компаний Европы, Ближнего Востока и Африки, а также 11-е — среди мировых в рейтинге Американского энергетического агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира 2007 года». Компании оценивались по четырем основным показателям — величине активов, выручке, прибыли и доходности на вложенный капитал. В аналогичном рейтинге Platts 2006 года ЛУКОЙЛ занимал соответственно 6-е и 15-е места, в 2005 году — 9-е и 16-е места.

Группа «ЛУКОЙЛ» и государственная нефтяная компания Индонезии Pertamina подписали соглашение о проведении совместной геолого-разведочной деятельности на территории Республики сроком на 2 года. Соглашение предусматривает создание Управляющего комитета и совместной технической группы по изучению нескольких перспективных офшорных и оншорных участков в ряде регионов Индонезии. Целью данной работы является оценка и интерпретация имеющихся данных для последующей геологоразведки и разработки нефтегазовых участков.

Опубликован второй Отчет компании «ЛУКОЙЛ» о деятельности в области устойчивого развития за 2005–2006 годы.

Документ содержит исчерпывающую информацию об основных направлениях и показателях производственной, социальной и экологической деятельности Компании в регионах ее присутствия. Это единственный отчет в российском нефтегазовом секторе, помещенный в базу данных GRI (Global Reporting Initiative). Он также включен в Национальный Регистр корпоративных нефинансовых отчетов, который администрирует РСПП, и отмечен в российских и международных обзорах и рейтингах.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и китайская национальная нефтегазовая корпорация CNPC подписали Соглашение о стратегическом сотрудничестве. Соглашение предусматривает расширение взаимодействия компаний по действующим проектам, а также сотрудничество в перспективных проектах по добыче, разработке и переработке нефтегазового сырья и производству нефтепродуктов в третьих странах. Стороны также будут обсуждать возможности сотрудничества по поставкам нефти и природного газа в Китай и переработке углеводородного сырья на территории страны.



Подписание Соглашения о стратегическом сотрудничестве между ОАО «ЛУКОЙЛ» и CNPC

■ ОКТЯБРЬ

На Пермском НПЗ введена в эксплуатацию установка изомеризации с блоком гидроочистки. Мощность установки по продукции — 450 тыс. т/год, ее продукт — изомеризат, высокооктановый компонент автомобильных бензинов. Его применение позволит Пермскому НПЗ сократить закупки высокооктановых добавок, увеличить объем производства высокооктановых сортов бензина и начать выпуск бензина по стандартам Евро-3 и Евро-4.

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила первый этап модернизации Одесского НПЗ, в ходе которого была проведена реконструкция установки АВТ и ряда объектов общезаводского хозяйства. Второй этап модернизации завода включает строительство установки висбрекинга, которая позволит снизить выход мазута и увеличить выход вакуумного газойля. Планируется, что в результате завершения модернизации глубина переработки на Одесском НПЗ возрастет с 56 до 78%.

Группа «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию турбогенератор и единую операторскую на НПЗ Петротел в Румынии. Благодаря пуску в эксплуатацию турбогенератора №4 мощностью 25 МВт совокупная установленная электрическая мощность заводской ТЭЦ достигла 61 МВт. Это позволило существенно повысить надежность электроснабжения предприятия, полностью обеспечить потребности НПЗ в электрической и тепловой энергии, а также наладить возможные поставки тепловой энергии на нужды городского хозяйства города Плоешти.



ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию турбогенератор и единую операторскую на НПЗ в Румынии

■ НОЯБРЬ

Группа «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию газовый участок Хаузак в Республике Узбекистан. Хаузак — часть газового проекта Кандым – Хаузак – Шады, который совместно реализуют ЛУКОЙЛ (доля участия — 90%) и Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» (доля — 10%). Проектный уровень добычи по проекту Кандым – Хаузак – Шады составляет около 12 млрд м³/год природного газа.

На Ухтинском НПЗ введена в эксплуатацию установка висбрекинга гудрона проектной мощностью по сырью 800 тыс. т/год. Пуск установки позволит увеличить производство вакуумного газойля на 77% за счет снижения производства мазута, повысить глубину переработки сырья на 5 п.п., а также будет способствовать росту экологической безопасности производства.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и правительство Саратовской области подписали новое Соглашение о сотрудничестве. Документ, в частности, предусматривает строительство на территории Саратовской области новых и реконструкцию действующих объектов группы «ЛУКОЙЛ» по производству продуктов нефтехимии, а также по транспортировке, хранению и сбыту нефтепродуктов, в том числе по расширению сети АЗС, использующих безналичные формы расчетов с потребителями. В соответствии с соглашением ЛУКОЙЛ также обязуется реализовывать природоохранные мероприятия и предпринимать действия по предотвращению чрезвычайных ситуаций.

■ ДЕКАБРЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром нефть» создали совместное предприятие ООО «НГК «Развитие Регионов» (СП). СП будет заниматься приобретением прав пользования недрами, геологическим изучением участков недр, разведкой и добычей углеводородов, обустройством месторождений, реализацией инфраструктурных проектов, а также транспортировкой и реализацией добытого углеводородного сырья. Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в уставном капитале СП составляет 49%, доля ОАО «Газпром нефть» — 51%. Уставной капитал предприятия формируется денежными средствами. Управление СП осуществляется на паритетной основе.

Группа «ЛУКОЙЛ» приобрела сбытовую сеть ЗАО «Ростовнефть» за 1,4 млрд руб. (около 56 млн долл.). Приобретенные активы включают в себя 55 АЗС и объекты нефтебазового хозяйства. Покупка сбытовой сети ЗАО «Ростовнефть» позволит Компании удвоить объемы розничной реализации нефтепродуктов и увеличить долю на розничном рынке Ростовской области с 6 до 12%.

Группа «ЛУКОЙЛ» стала победителем ежегодного Конкурса «Корпоративный донор России — 2007» в номинации «Лучшая программа, эффективно реализующая механизмы трехстороннего сотрудничества бизнеса, некоммерческих организаций и региональных органов власти». Кроме этого, эксперты конкурса признали ЛУКОЙЛ лидером рейтинга по объему средств, отчисляемых на благотворительные цели.

Группа «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию установку изомеризации на Волгоградском НПЗ. Мощность установки по продукции составляет 370 тыс. т/год. Продуктом установки является высокооктановый компонент автомобильных бензинов — изомеризат, применение которого позволит НПЗ с 2008 года начать выпуск бензина, полностью соответствующего стандартам Евро-3 и Евро-4.



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 России и за ее пределами.
- 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 5%.
- Улучшение производственных показателей и эффективный контроль над расходами на добычу за счет применения современных технологий, оптимизации скважинного парка и систем разработки месторождений.
- Применение финансовых критериев для оценки проектов и результатов деятельности, а также для оптимизации портфеля активов.

В 2007 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжила успешное развитие бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» в соответствии со стратегическими целями и задачами.

Чистая прибыль в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составила 4 686 млн долл., что на 31% больше по сравнению с 2006 годом. Добыча товарных углеводородов выросла в 2007 году на 1,5% и составила 2,178 млн барр. н. з./сут. При этом добыча нефти увеличилась на 1,4%, а товарного газа — на 2,5%.

Компания достигла рекордных финансовых результатов благодаря благоприятной ценовой конъюнктуре, расширению масштабов деятельности и повышению эффективности производства, которое заключалось в выводе непрофильных активов, оптимизации использования фонда скважин, применении современных технологий, оптимизации корпоративной структуры и логистики, приобретении новых высокоэффективных активов.

Важнейшим событием 2007 года стало начало добычи природного газа по СРП Кандым — Хаузак — Шады в Узбекистане. Максимальный уровень добычи по данному проекту составляет около 12 млрд м³/год природного газа, что превышает суммарный объем добычи природного газа группой «ЛУКОЙЛ» в 2007 году.

Негативное воздействие на результаты работы Компании в отчетном году оказали высокая налоговая нагрузка в России и реальное укрепление рубля, которое привело к росту затрат на добычу углеводородов и транспортных расходов. Кроме этого, на результатах негативно отразились более низкие темпы роста добычи углеводородов по сравнению с изначально запланированными. Основной причиной этого стала теплая зима 2006—2007 годов, которая привела к снижению закупок газа с месторождений Компании со стороны ОАО «Газпром», а также к переносу ввода в эксплуатацию Южно-Хыльчунского месторождения в Тимано-Печоре. На темпах роста добычи негативно сказались также продажа 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. и сбой в энергообеспечении месторождений группы «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири.

■ ЦЕНОВАЯ КОНЪЮНКТУРА И НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

РЫНОК НЕФТИ

В 2007 году на международном рынке нефти наблюдалась благоприятная ценовая конъюнктура. Среднегодовая цена на нефть сорта Brent была на 11,1% выше по сравнению с 2006 годом. При этом цена колебалась в рамках восходящего тренда в результате ограничительной политики ОПЕК, низких темпов роста добычи независимых производителей и значительного роста спроса со стороны развивающихся стран. Росту цены способствовали также политическая нестабильность в добывающих регионах и ослабление доллара по отношению к другим ключевым валютам. К концу 2007 года цена на нефть сорта Brent достигла исторического максимума в 96 долл./барр.

В 2007 году более 94% добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» пришлось на Россию, поэтому непосредственное влияние на финансовые результаты Компании оказывала цена на российскую экспортную смесь Юралс. Ввиду отсутствия банка качества в системе ОАО «АК «Транснефть» нефть любого качества, поставляемая через эту систему, реализуется по цене нефти сорта Юралс, которая в результате и является основным сырьевым экспортным товаром Компании. В обход системы ОАО «АК «Транснефть» в 2007 году ЛУКОЙЛ экспортировал около 5% нефти, и эти поставки оценивались в соответствии с фактическим качеством поставляемой нефти, в основном с премией к цене Юралс.

Цена нефти сорта Юралс выросла на 13,0% по сравнению с 2006 годом и в среднем за год составила 69,3 долл./барр. Более быстрый темп роста цены на нефть сорта Юралс по сравнению с ценой на нефть сорта Brent (фактическое снижение ценового дифференциала между сортами) связан с прекращением роста экспортных поставок российской нефти в Европу (и даже их снижением в 2007 году) на фоне высокой привлекательности внутреннего рынка, а также с преодолением дисбаланса на международных рынках светлых и темных нефтепродуктов. Сокращение дифференциала между сортами является позитивным фактором для Компании. Например, по итогам 2007 года это позволило получить дополнительную выручку в 0,7 долл./барр.

При добыче нефти на территории России Компания уплачивает налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Рост НДПИ по нефти (в долларовом выражении) составил в 2007 году 16,0%, средняя ставка налога за год — 13,2 долл./барр. Превышение темпов роста налога на добычу нефти над темпом роста цены на нефть сорта Юралс связано с прогрессивной шкалой налога.

При экспорте нефти из России Компания уплачивает экспортную пошлину, которая рассчитывается по прогрессивной шкале на основе цен на нефть сорта Юралс. Рост экспортной пошлины на нефть в 2007 году составил 4,9%, средняя ставка экспортной пошлины за год — 28,2 долл./барр. Отставание темпов роста экспортной пошлины от темпов роста цены на нефть сорта Юралс связано с временным лагом при расчете экспортной пошлины (в соответствии с российским законодательством экспортная пошлина на каждые предстоящие два месяца рассчитывается на основании средней цены за предыдущие два месяца).

Очищенная от налогов цена на нефть сорта Юралс (цена на международном рынке за вычетом экспортной пошлины и НДС) для российского экспортера составила в 2007 году 27,9 долл./барр., что на 21,2% больше по сравнению с аналогичным показателем за 2006 год. Это стало одним из основных факторов роста финансовых результатов Компании в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» в 2007 году.



С 1 января 2007 года вступили в силу изменения в Налоговый кодекс России в части дифференциации НДС по нефти. Для Компании это означает введение нулевой ставки НДС для месторождений сверхвязкой нефти, а также использование понижающего коэффициента для месторождений со степенью выработанности более 80%. Получение данных льгот связано с соблюдением требований по прямому учету объемов добываемой нефти, что требует проведения подготовительных работ на месторождениях. Дополнительные сложности вызывает и отсутствие практики применения соответствующих льгот.

Всего на конец 2007 года в составе группы «ЛУКОЙЛ» было более 60 месторождений со степенью выработанности более 80%. Из них чуть более 20 — месторождения с годовой добычей более 50 тыс. т/год. Эти месторождения были включены в первую очередь по подготовке к применению льгот. В течение 2007 года были подготовлены к применению льгот 7 месторождений со степенью выработанности более 80% (5 в Западной Сибири и 2 в Поволжье). Объем добычи нефти на этих месторождениях составил в 2007 году около 2,9 млн т. В связи с тем, что не все 7 месторождений были готовы к применению льгот с начала 2007 года, льготированная добыча нефти составила около 1,4 млн т. Сумма заявленных льгот по данным месторождениям составила около 35 млн долл.

Группа «ЛУКОЙЛ» осуществляет добычу сверхвязкой нефти в Республике Коми на одной из залежей Усинского месторождения и на Ярегском месторождении. В 2007 году добыча сверхвязкой нефти составила около 2,1 млн т. Для получения льгот по добыче сверхвязкой нефти необходимо завершить соответствующие подготовительные работы на месторождениях.

В связи с введением льгот по НДС был пересмотрен план по разработке месторождений сверхвязкой нефти группы «ЛУКОЙЛ». Плановый уровень добычи такой нефти на 2017 год был увеличен до 5 млн т. Сверхвязкую нефть с Ярегского месторождения планируется перерабатывать на Ухтинском НПЗ, на котором в связи с этим должна быть построена установка по первичной переработке этой нефти.



По международным проектам ЛУКОЙЛ уплачивает налоги в соответствии с соглашениями о разделе продукции (СРП) и Концессионными соглашениями. В Египте, например, Компания уплачивает (из значимых налогов) только налог на прибыль в натуральной форме (в виде доли в продукции). Ставка налога является прогрессивной и зависит от цены на нефть. В Казахстане Компания уплачивает налог на прибыль в денежной форме по фиксированной ставке. Кроме того, по СРП подлежит уплате доля в прибыльной продукции (которая зависит от внутренней нормы доходности проекта), а по другим проектам — налог на сверхприбыль и роялти. То есть шкала налогообложения по всем казахстанским проектам Компании является прогрессивной. В связи с ростом цен на нефть в 2007 году налоговые выплаты по международным проектам также выросли.

РЫНОК ГАЗА

Основной объем газа Компания добывает на территории России и по проекту Карачаганак в Казахстане. Кроме того, в 2007 году быстрыми темпами росла добыча по проекту Шах-Дениз в Азербайджане, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года. Товарный газ, добытый на территории России, реализуется компании «Газпром» и российским потребителям. Компания не имеет возможности экспортировать добываемый газ, так как монополия на экспорт и газотранспортная система принадлежат ОАО «Газпром». Природный газ, добытый по проекту Карачаганак, поставляется на Оренбургский ГПЗ. Газ, добываемый на месторождении Шах-Дениз, поставляется на внутренний рынок Азербайджана и по Южно-Кавказскому трубопроводу в Грузию и Турцию, где реализуется по рыночным ценам.

На рынке природного газа в России ценовая конъюнктура была весьма благоприятной. Цена реализации газа с Находкинского месторождения, например, выросла с 22,5 до 41,4 долл./1 000 м³ (на 84%) в результате вступления в силу нового соглашения между группой «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром». Средневзвешенная цена по поставкам газа прочим покупателям выросла на 37%, до 43,7 долл./1 000 м³.

При добыче природного газа в России Компания уплачивает налог на добычу газа. По сравнению с 2006 годом ставка налога не изменилась и осталась на уровне 147 руб./1 000 м³. Однако в результате номинального укрепления рубля ставка налога в долларовом выражении выросла на 6,3%.

По проекту Карачаганак налогообложение осуществляется в соответствии с условиями СРП (см. раздел «Ценовая конъюнктура и налоговое окружение. Рынок нефти» на стр. 18).

В Азербайджане в соответствии с условиями СРП ЛУКОЙЛ освобожден от уплаты налогов в денежной форме на добычу и экспорт газа. Из значимых налогов Компания платит

только налог на прибыль по фиксированной ставке (налог удерживается в виде доли в продукции).

В ноябре 2007 года началась добыча природного газа в рамках СРП по проекту Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане. Газ, добытый по проекту, реализуется дочернему обществу ОАО «Газпром» на границе между Узбекистаном и Казахстаном по официальной цене, зафиксированной в соглашении между Россией и Узбекистаном. В 2007 году данная цена составляла 100 долл./1 000 м³. С 1 января 2008 года она была увеличена до 130 долл./1 000 м³, а с 1 июля 2008 года вырастет до 160 долл./1 000 м³. В соответствии с соглашением по добытой продукции уплачивается роялти по льготной ставке. Кроме того, группе «ЛУКОЙЛ» предоставлены семилетние налоговые каникулы по налогу на прибыль, по истечении которых налог на прибыль будет уплачиваться также по льготной ставке. Доля государства в прибыльной продукции варьируется в зависимости от внутренней нормы доходности проекта для группы «ЛУКОЙЛ», то есть фактическая шкала налогообложения является прогрессивной.

■ ИНФЛЯЦИЯ И ВАЛЮТНЫЙ КУРС

Так как группа «ЛУКОЙЛ» добывает большую часть углеводородов на территории России и, соответственно, значительная часть затрат Компании производится в рублях, то номинальное и реальное (с учетом инфляции) укрепление рубля к доллару США ведет к росту издержек Компании в долларовом выражении. Это оказывает негативное влияние на финансовые результаты и денежные потоки Группы. Реальное укрепление рубля к доллару в 2007 году по сравнению с 2006 годом составило 16,0%. Оно ускорилось по сравнению с 2006 годом по причине ускорившейся девальвации доллара по отношению к ведущим мировым валютам, а также в связи с ростом инфляции в России.

Реальное укрепление рубля стало основным фактором роста удельных расходов Компании на добычу углеводородов на территории России. Они выросли с 3,01 до 3,55 долл./барр. н. э., или на 17,9%, что в реальном выражении составило лишь 1,6%. Это говорит о том, что Компания успешно контролирует такие расходы благодаря оптимизации добычи и применению современных технологий. Так, удельные расходы на добычу углеводородов в России в реальном выражении за период с 2003 по 2007 годы сократились более чем на 20%.

Реальное укрепление рубля также стало одним из основных факторов роста капитальных затрат в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» на территории России, которые выросли на 47,5%. Без учета реального укрепления рубля рост затрат составил 27,2%.

Девальвация доллара приводит к росту операционных и капитальных затрат Компании по международным проектам. Так, номинальное укрепление (год к году) курса тенге (национальной валюты Казахстана) к доллару составило 3,7%, египетского фунта — 1,7%, азербайджанского маната — 4,3%.

Удельные расходы на добычу в среднем по Группе выросли в 2007 году на 16,1%, или с 3,08 до 3,58 долл./барр. н. э. Капитальные затраты в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» выросли на 41,8%, до 7,3 млрд долл.

■ ПРИОБРЕТЕНИЕ АКТИВОВ

В 2007 году Компания продолжала активную работу по консолидации имеющихся активов, поиску и приобретению новых высокоэффективных активов с целью наращивания ресурсного потенциала и добывающих мощностей. Затраты на консолидацию имеющихся обществ и приобретение новых активов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составили 434 млн долл.

В январе 2007 года группа «ЛУКОЙЛ» завершила сделку по приобретению оставшейся 34%-й доли в ООО «Геойлбент». Стоимость сделки составила 300 млн долл. До этого приобретения Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия (по доле 66%). Это было связано с тем, что миноритарный акционер имел права существенного участия в обществе. ООО «Геойлбент» занималось разработкой Северо-Губкинского, Присклонового и Южно-Тарасовского месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе, а также проводило геолого-разведочные работы на ряде лицензионных участков. В 2007 году ООО «Геойлбент» было реорганизовано в форме присоединения к ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Добыча на месторождениях общества в 2007 году составила 1 096 тыс. т. Суммарные доказанные запасы общества на 1 января 2008 года составляли около 152 млн барр. н. э. (в том числе 100 млн барр. нефти). В результате консолидации общества дополнительная добыча Группы составила 337 тыс. т, доказанные запасы выросли на 52 млн барр. н. э. (с учетом переоценки запасов месторождений ООО «Геойлбент» на начало 2008 года). Цена приобретения доказанных запасов составила 5,8 долл./барр. н. э.

В начале 2007 года группа «ЛУКОЙЛ» в результате победы на аукционе приобрела лицензию на геологоразведку и разработку Ошского нефтяного месторождения (Ненецкий автономный округ). Стоимость лицензии составила чуть более 230 млн долл. Запасы месторождения по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» оцениваются в 43 млн барр. Таким образом, стоимость барреля запасов составила 5,4 долл. По имеющейся геологической информации приобретенный лицензионный участок

обладает высоким геологическим потенциалом. Ошское месторождение расположено всего в 8 км от Харьгинского месторождения, одного из крупнейших месторождений группы «ЛУКОЙЛ», и в непосредственной близости от Южно-Ошского месторождения, разрабатываемого группой Nobel Oil. На Ошском месторождении уже ведется добыча нефти из расконсервированных скважин. Нефть транспортируется по временному трубопроводу до магистрального трубопровода Харьга — Усинск. Активное наращивание добычи на месторождении планируется начать в 2009 году. Проектный уровень добычи нефти на месторождении составляет 0,6 млн т/год.

В апреле 2007 года ЛУКОЙЛ подписал соглашение с американской нефтегазовой компанией Vanco Energy о приобретении 56,66%-й доли в трех проектах по геологоразведке перспективных офшорных блоков в Гвинейском заливе (Западная Африка). Блоки CI-101 и CI-401 находятся на континентальном шельфе Республики Кот-д'Ивуар, а блок Cape Three Points Deep Water — на континентальном шельфе Республики Гана. Все три участка расположены в глубоководной зоне Гвинейского залива в 50–100 км от побережья и геологически приурочены к бассейну Тано, где было доказано наличие коммерческих запасов нефти и газа. Общая площадь блоков — около 15 тыс. км², глубина воды в пределах блоков составляет от 200 до 3 000 м. Сторонами контрактов являются государственные нефтяные компании PETROCI Holding (блоки CI-101 и CI-401) и Ghana National Petroleum Company (блок Cape Three Points Deep Water), их доли составляют 15%. Vanco Energy сохранила за собой долю в 28,34%. Сделка по блокам CI-101 и CI-401 была закрыта в 2007 году. Закрытие сделки по блоку Cape Three Points Deep Water ожидается в 2008 году. Геологоразведка блоков CI-101 и CI-401 ведется на условиях СРП, подписанного в сентябре 2005 года.

Продолжительность разведочного периода составляет 5,5 лет, часть работ уже выполнена. Группа «ЛУКОЙЛ» должна будет закончить проведение сейсморазведочных работ и пробурить по одной разведочной скважине на каждом блоке. Геологоразведка блока Cape Three Points Deep Water ведется на основе Нефтегазового соглашения, подписанного в августе 2002 года. Разведочный период составляет 7 лет, часть работ уже выполнена. На 2008 год на блоке запланировано бурение одной разведочной скважины.

■ КРУПНЫЕ ОТКРЫТИЯ

В 2007 году группа «ЛУКОЙЛ» в результате завершения бурения разведочной скважины в Денисовской впадине (Республика Коми) открыла крупное месторождение высококачественной нефти — Баяндыское. При испытаниях скважины были получены притоки высококачественной нефти дебитом до 4,9 тыс. барр./сут. Запасы нефти вновь открытого месторождения по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» были оценены почти в 270 млн барр.

Баяндыское месторождение расположено недалеко от Усинского месторождения, разрабатываемого Компанией. Это позволит уже в 2008 году ввести новое месторождение в опытно-промышленную эксплуатацию без существенных затрат на строительство транспортной инфраструктуры. Нефть с месторождения будет поставляться в систему ОАО «АК «Транснефть».

■ ОПТИМИЗАЦИЯ КОРПОРАТИВНОЙ СТРУКТУРЫ И КОНСОЛИДАЦИЯ

В 2007 году ЛУКОЙЛ продолжил оптимизацию корпоративной структуры. Ее цель — повышение эффективности управления деятельностью обществ и сокращение административных расходов.

Была завершена передача ОАО «РИТЭК» (дочернему обществу ОАО «ЛУКОЙЛ») Открытого акционерного общества «Назымгеодобыча» (ОАО «НГД»), приобретенного группой «ЛУКОЙЛ» в 2006 году в составе активов Marathon Oil Corporation. Эта операция была обоснована тем, что владеющее необходимым опытом и технологиями ОАО «РИТЭК» может наиболее эффективно вести геологоразведочные работы и разработку шести месторождений ОАО «НГД», расположенных на правом берегу реки Обь и отличающихся сложной геологией. За 2007 год на месторождениях компании было добыто 62 тыс. т нефти. ОАО «НГД» было передано ОАО «РИТЭК» в обмен на акции ОАО «РИТЭК», выпущенные в рамках дополнительной эмиссии. После завершения передачи ОАО «НГД» было реорганизовано в форме присоединения к ОАО «РИТЭК». В результате этой операции, а также частичного выкупа



акций у миноритарных акционеров ОАО «РИТЭК» доля группы «ЛУКОЙЛ» в ОАО «РИТЭК» была увеличена до 74,86%.

ООО «Геойлбент», консолидация которого завершилась в январе 2007 года в результате приобретения оставшейся 34%-й доли, было в марте реорганизовано в форме присоединения к ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В результате выкупа акций у миноритарных акционеров доля Группы в Открытом акционерном обществе «Хантымансийскнефтегазгеология» (компания, приобретенная группой «ЛУКОЙЛ» в 2006 году в составе активов Marathon Oil Corporation) была увеличена с 95 до 100%. За 2007 год на месторождениях общества было добыто 1 407 тыс. т нефти, доказанные запасы нефти общества по состоянию на начало 2008 года составили 216 млн барр.

В 2007 году продолжилась консолидация и оптимизация структуры активов Компании в Тимано-Печоре. В результате выкупа акций у миноритарных акционеров доля Группы в большинстве обществ была доведена до 100%. В феврале 2007 года ООО «ЛУКОЙЛ-СЕВЕР» было передано в группу ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». За последние годы в результате процесса консолидации и оптимизации корпоративной структуры активы более 15 компаний, владеющих лицензиями на разведку и разработку запасов на территории Тимано-Печоры, были объединены в две компании — ООО «Нарьянмарнефтегаз» и группа ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и его дочерние общества — ОАО «ЯНТК», ЗАО «СеверТЭК», ОАО «Битран», ООО «ЛУКОЙЛ-СЕВЕР»).

■ ПРОДАЖА АКТИВОВ

В апреле 2007 года была завершена сделка по продаже 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. (бывшая Nelson Resources Limited) компании Mittal Investments S.A.R.L. Caspian Investments Resources Ltd. осуществляет разведку и добычу нефти в Казахстане и участвует в добывающих проектах КаракудукМунай, Северные Бузачи, Арман, Казахойл-Актобе, а также в геолого-разведочных проектах Жамбай Южный и Южное Забурунье. Добыча нефти Caspian Investments Resources Ltd. (по ее доле участия в проектах) составила за 2007 год 2 323 тыс. т, доказанные запасы нефти компании (по ее доле участия в проектах) на начало 2008 года составляли 224 млн барр. Сумма сделки составила 980 млн долл. Mittal Investments S.A.R.L. также погасила задолженность компании Caspian Investments Resources Ltd. перед компаниями Группы в размере приблизительно 175 млн долл., что составило 50% непогашенного долга.

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

Основными задачами, стоящими перед Компанией в области лицензирования на территории России, являются получение новых лицензий на право пользования недрами, продление действия лицензий на срок полной отработки месторождений, переоформление лицензий в связи с реорганизацией дочерних обществ, изменение и дополнение условий пользования недрами. В 2007 году Компания успешно справлялась со всеми этими задачами.

По состоянию на конец 2007 года на балансе обществ группы «ЛУКОЙЛ» находилось 413 лицензий на право пользования недрами, в том числе 373 с правом на добычу и 40 — на геологическое изучение, включающее поиск и оценку месторождений полезных ископаемых.

В 2007 году было получено 13 новых лицензий. В том числе 8 лицензий с правом добычи получено на основании свидетельств о факте открытия месторождений. Еще 4 лицензии с правом добычи получены по результатам проведения аукционов (Ошское месторождение в Тимано-Печоре, Надеждинский участок в Западной Сибири, Южно-Хорейверский и Предтиманский-II участки в Тимано-Печоре). Затраты на приобретение этих четырех лицензий составили 255 млн долл. Одна лицензия получена на основании заявки на геологическое изучение недр.

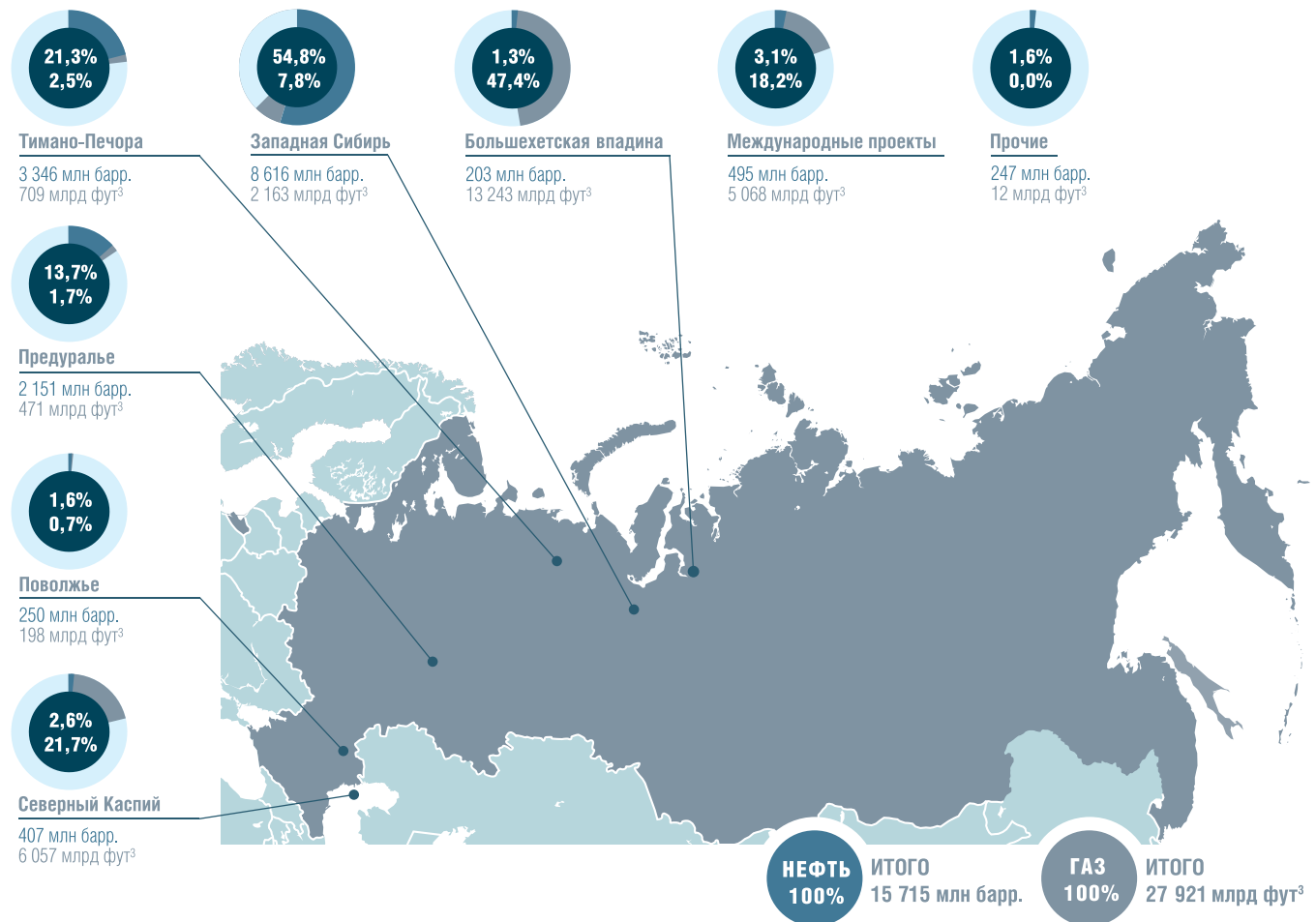
В связи с окончанием срока действия или отказом по инициативе обществ группы «ЛУКОЙЛ» сданы 2 лицензии на геологическое изучение участков недр и 2 лицензии на разведку и добычу углеводородов.

В связи с продолжающимися реструктуризацией и оптимизацией корпоративной структуры группы «ЛУКОЙЛ» в 2007 году были переоформлены 22 лицензии.

В 2007 году было продлено на срок полной отработки месторождений 29 лицензий, еще 5 продлены до завершения работ по геологическому изучению участков недр. Кроме того, продолжалась работа по внесению изменений и дополнений в действующие лицензионные соглашения. За это время было оформлено 59 дополнений по вопросам переноса сроков ввода месторождений в разработку, изменения программ геолого-разведочных работ, уточнения границ лицензионных участков, закрепления прав собственности на добываемые полезные ископаемые, уточнения обязательств по обеспечению уровней добычи углеводородов в соответствии с проектными документами, а также по другим вопросам.

ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО РЕГИОНАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



Группа «ЛУКОЙЛ» уделяет особое внимание воспроизводству минерально-сырьевой базы, составляющей основу добычи углеводородов. С целью наращивания запасов Компания проводит активные геолого-разведочные работы в России и за рубежом и ведет постоянный мониторинг новых проектов и активов для приобретения. На протяжении всего своего существования Компания полностью восполняла добычу углеводородов приростом запасов и наращивала запасы с целью создания потенциала для стабильного долгосрочного роста добычи.

На сегодняшний день группа «ЛУКОЙЛ» является одним из лидеров по объему доказанных запасов углеводородов среди российских и международных нефтегазовых компаний. Доля Группы в мировых доказанных запасах нефти составляет 1,3%, в запасах газа — 0,4%.

Доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2008 года по международной классификации SPE¹ составили 20,369 млрд барр. н. э., в том числе запасы нефти — 15,715 млрд барр., запасы газа — 27,921 трлн фут³.

Обеспеченность текущей добычи углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» доказанными запасами составляет 25 лет. По нефти данный показатель равен 22, по газу — 48 годам.

Основная часть доказанных запасов нефти Компании расположена в Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Предуралье. Основная часть доказанных запасов газа расположена в Большехетской впадине и Каспийском регионе. 56% доказанных запасов Компании относятся к категории «разрабатываемые» (в том числе 64% запасов нефти и 29% запасов газа). Такая структура запасов отражает высокий потенциал наращивания добычи Компании в среднесрочной перспективе, и в особенности — добычи газа.

¹ В 2007 году компания Miller and Lents (США) провела ежегодный (тринадцатый по счету) технический и экономический аудит запасов нефти и газа группы «ЛУКОЙЛ». Подсчет запасов был проведен в соответствии с требованиями Системы управления ресурсами и запасами углеводородов (SPE-PRMS), подготовленной Обществом инженеров-нефтяников США (SPE), рассмотренной и одобренной Всемирным нефтяным советом (WPC), Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG) и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа США (SPEE). Запасы учитывались как в пределах срока действия лицензионных соглашений, так и за их пределами до достижения экономического предела рентабельной добычи. Запасы Компании по всем категориям включают 100% запасов по дочерним обществам и доли в запасах зависимых обществ.



ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

НА 1 ЯНВАРЯ 2008 ГОДА	Нефть, млн барр.	Газ, млрд фут ³	Углеводороды, млн барр. н. э.
Доказанные запасы	15 715	27 921	20 369
в том числе:			
разрабатываемые	10 059	8 055	11 402
неразрабатываемые	5 656	19 866	8 967
Вероятные запасы	8 679	21 048	12 187
Возможные запасы	4 446	11 134	6 301

Основная часть доказанных запасов Компании относится к традиционным запасам. Лишь около 4% доказанных запасов углеводородов Группы приходится на высоковязкую нефть и 7% — на шельфовые месторождения. Подобная структура позволяет Компании эффективно контролировать затраты на разработку запасов и быстро вводить новые месторождения в эксплуатацию.

В 2007 году доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» остались практически на уровне предшествующего года, а с учетом добычи были увеличены на 4,0%. По нефти прирост запасов с учетом добычи составил 3,1%, по газу — 7,2%. Уровень восполнения добычи углеводородов приростом запасов составил 101%. По нефти данный показатель равен 70%, по газу — 329%.

В течение 2007 года запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» изменялись в результате осуществления добычи, геолого-разведочных работ, приобретения и продажи активов. На величину запасов по состоянию на начало 2008 года оказала влияние и благоприятная ценовая конъюнктура.

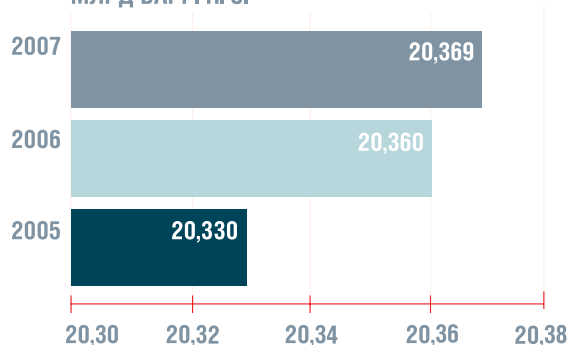
В 2007 году прирост доказанных запасов углеводородов в результате геолого-разведочных работ и получения новых данных при эксплуатационном бурении составил 659 млн барр. н. э. (518 млн барр. нефти, 844 млрд фут³ газа). Таким образом, органический прирост запасов компенсировал около 81% добычи углеводородов (в том числе 73% по нефти и 146% по газу). Основной органический прирост доказанных запасов нефти был получен в Западной Сибири (75% от суммарного прироста) и Тимано-Печоре (14% от суммарного прироста). По доказанным запасам газа основной органический прирост был получен в Ямало-Ненецком автономном округе на месторождениях Большехетской впадины и ООО «Геойлбент» (33% от суммарного прироста), на месторождениях Северного Каспия (27% от суммарного прироста), а также по международным проектам Кандым – Хаузак – Шады и Шах-Дениз (25% от суммарного прироста).

Доказанные запасы выросли также благодаря приобретению и консолидации активов. В результате приобретения оставшейся 34%-й доли в ООО «Геойлбент» в январе 2007 года доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» выросли на 30 млн барр. К тому же в результате переоценки запасов по месторождениям ООО «Геойлбент» на начало 2008 года доказанные запасы нефти выросли еще на 15 млн барр., газа — на 51 млн барр. н. э. Доказанные запасы Ошского месторождения, лицензия на разработку которого была приобретена в 2007 году, по состоянию на начало 2008 года оценивались в 24 млн барр. нефти.

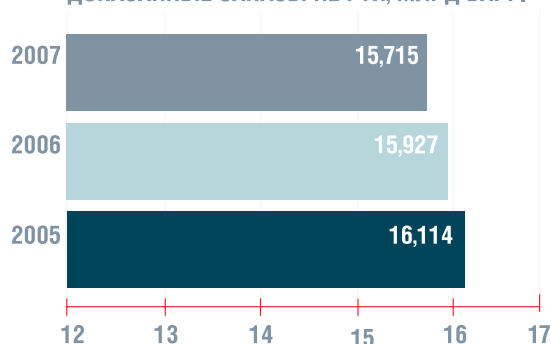
В результате пересмотра предыдущих оценок (в основном благодаря благоприятной ценовой конъюнктуре) доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» выросли на 190 млн барр. н. э.

В апреле 2007 года была завершена сделка по продаже 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. Доказанные запасы компании (по доле ее участия в проектах) по состоянию на начало 2008 года составляли 224 млн барр. нефти. Таким образом, в результате продажи доли в этой компании запасы Группы уменьшились на 112 млн барр.

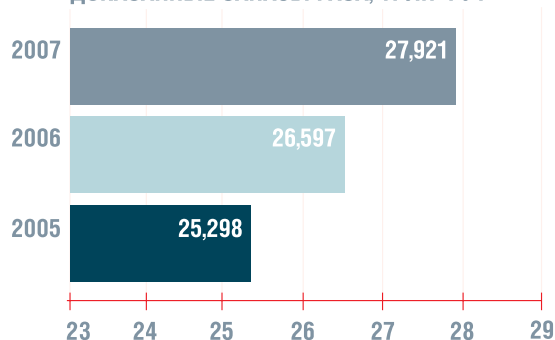
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, МЛРД БАРР. Н. Э.



ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, МЛРД БАРР.

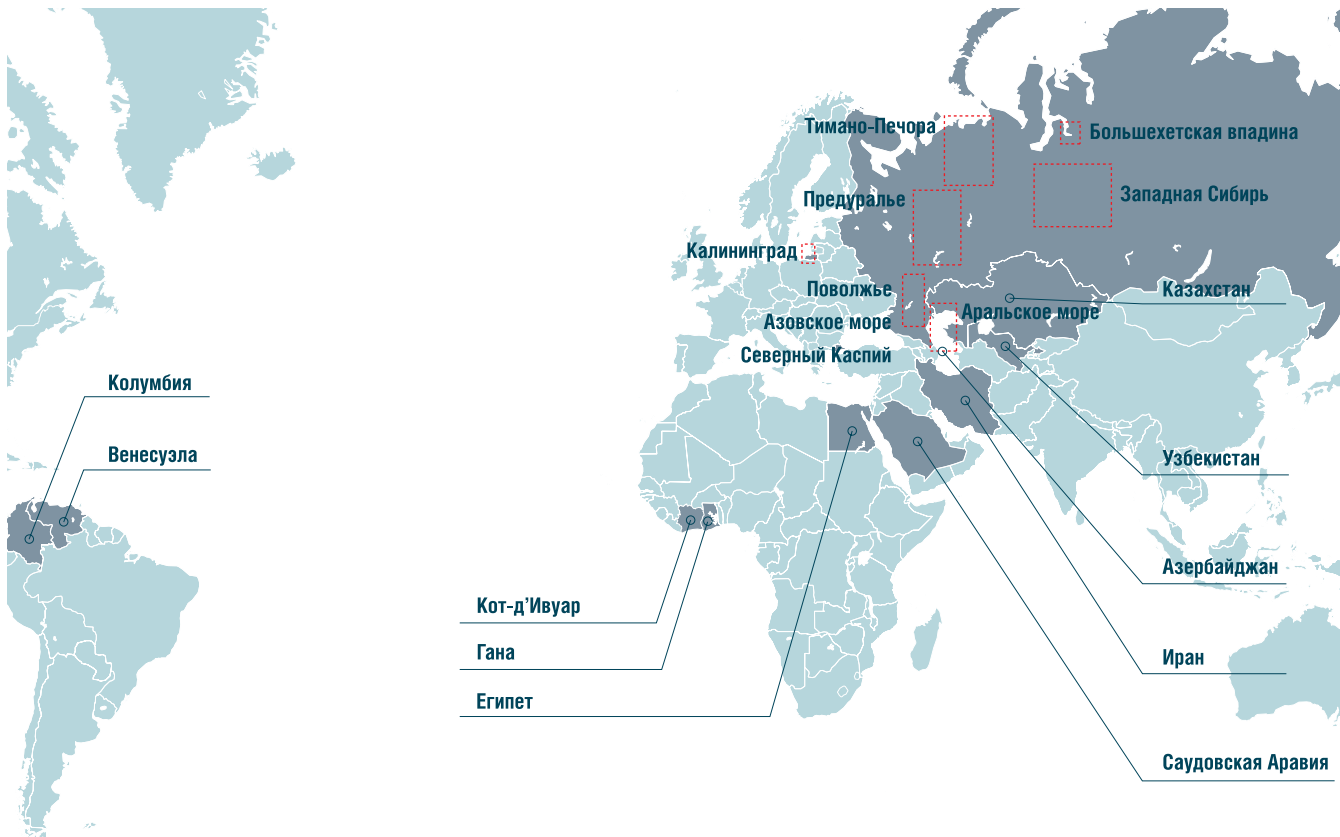


ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА, ТРЛН ФУТ³



ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

ОСНОВНЫЕ РЕГИОНЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ КОМПАНИИ



Главная задача геолого-разведочных работ, проводимых группой «ЛУКОЙЛ», — восполнение добычи углеводородов запасами промышленных категорий и подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи и обеспечения ее ускоренного роста в перспективных регионах (Тимано-Печора, Северный Каспий, Большехетская впадина). При проведении геолого-разведочных работ Компания уделяет особое внимание применению современных технологий, что позволяет значительно повысить эффективность геологоразведки.

Основные объемы геолого-разведочных работ на нефть и газ в 2007 году были сконцентрированы в Западной Сибири, на акватории Каспийского моря, в Волгоградской области и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В 2007 году для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах Компания выполнила 7 736 км сейсморазведочных работ 2D и 5 451 км² сейсморазведочных работ 3D. За последние годы выросли качество таких работ, быстрота обработки и интерпретации данных. Это связано в первую очередь с внедрением новейших информационных технологий. Благодаря высокому качеству сейсморазведки успешность разведочного бурения в среднем по Группе за последние 5 лет превышает 70%.

Объем электроразведки составил 2 513 км. Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 30 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2007 году составила 143 тыс. м, эффективность разведочных работ — более 920 т у. т. на метр проходки в бурении. За год закончено строительством 47 поисково-разведочных скважин, из них продуктивных — 36. Успешность бурения составила 77%.

В 2007 году было открыто 7 новых месторождений — Баяндыское и Осваньюрское (Республика Коми), Новое (акватория Азовского моря, совместно с ОАО «Роснефть»), Чекалдинское (Республика Татарстан), Центрально-Становое (Волгоградская область), Преображенское и Мальцевское (Пермский край). Было открыто также 17 новых залежей на ранее открытых месторождениях.

В результате геолого-разведочных работ группой «ЛУКОЙЛ» были открыты запасы углеводородов промышленных категорий в объеме 132 млн т у. т. по российской классификации (с учетом доли участия в международных проектах). При этом увеличение доказанных запасов по классификации SPE в результате геолого-разведочных работ и получения дополнительной информации при осуществлении эксплуатационного бурения составило 659 млн барр. н. э. Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2007 году составили 558 млн долл.



Основной прирост запасов жидких углеводородов в результате геолого-разведочных работ был получен в Западной Сибири, Тимано-Печоре и по проекту Кумколь. Основной прирост запасов газа был получен на акватории Каспийского моря, в Большехетской впадине и по проекту Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане.

■ РОССИЯ

В 2007 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 130 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D — 6 265 км, объем сейсморазведочных работ 3D — 2 629 км². Затраты на геологоразведку составили 378 млн долл.

ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

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 этом регионе.

В 2007 году объем сейсморазведочных работ 3D в регионе составил 1 373 км², проходка в разведочном бурении составила 53 тыс. м. Закончено строительством 22 скважины, из них 17 продуктивных. Коэффициент успешности разведочного бурения составил 77%. На территории региона в 2007 году было открыто 5 новых залежей на ранее открытых месторождениях. Доказанные запасы нефти Компании в Ханты-Мансийском автономном округе с учетом добычи увеличились на 435 млн барр., или на 5,1%.

При тестировании разведочной скважины на Нонг-Еганском месторождении, находящемся в разработке, были получены притоки нефти дебитом до 0,5 тыс. барр./сут. Доказанные запасы нефти месторождения с учетом добычи были увеличены на 7%.

Успешным оказалось также бурение разведочной скважины на Северо-Покачевском месторождении, находящемся в разработке. Доказанные запасы нефти месторождения с учетом добычи выросли на 33%.

На Галяновском месторождении в результате бурения разведочной скважины №42 был получен фонтанный приток нефти дебитом 0,5 тыс. барр./сут, была открыта новая залежь. Было продолжено испытание на разведочной скважине Западно-Тугровского месторождения. Получен приток нефти дебитом 0,26 тыс. барр./сут.

В результате эксплуатационного бурения и пересмотра предыдущих оценок в связи с благоприятной ценовой конъюнктурой были существенно увеличены доказанные запасы нефти ряда крупных месторождений Компании. Так, например, запасы Повховского месторождения с

учетом добычи выросли на 10%, Урьевского — на 15%, Нивагальского — на 4%.

В рамках программы ускоренного роста добычи газа ЛУКОЙЛ занимается освоением запасов Большехетской впадины в **Ямало-Ненецком автономном округе**.

В 2007 году в регионе было пробурено 6 тыс. м разведочных скважин. На Пякяхинском месторождении были открыты 4 новые залежи, что позволило увеличить доказанные запасы месторождения на 5,5%. Кроме того, в результате уточнения геолого-гидродинамической модели Находкинского месторождения его доказанные запасы газа увеличились более чем на 13%, а с учетом добычи — на 21%.

По состоянию на конец 2007 года доказанные запасы газа на месторождениях Компании в Большехетской впадине были увеличены до 13,2 трлн фут³ (47,4% от доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ»). По сравнению с предыдущим годом запасы выросли на 3,6%.

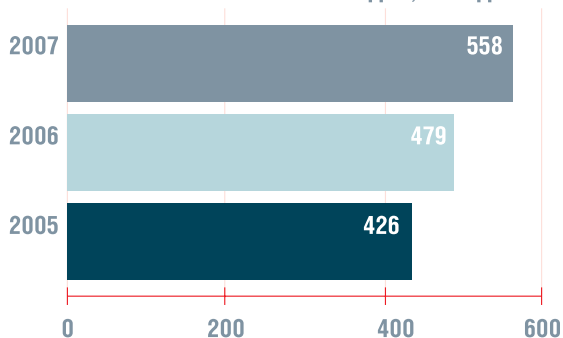
ЛУКОЙЛ ведет также геолого-разведочные работы на лицензионных участках ООО «Геойлбент» (Северо-Губкинское, Присклоновое, Южно-Тарасовское нефтегазо-конденсатные месторождения, а также Урабор-Яхинский и Ванско-Намысский участки), расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

По Северо-Губкинскому месторождению велось бурение разведочной скважины, которая вскрыла 4 продуктивных горизонта. Доказанные запасы нефти на месторождении были увеличены на 15%, до 75 млн барр. Кроме того, в результате начала строительства системы утилизации газа запасы газа выросли на 51 млн барр. н. э. В 2007 году были также проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 1 000 км на Урабор-Яхинском и Ванско-Намысском лицензионных участках.

ТИМАНО-ПЕЧОРА

Тимано-Печорская провинция (Ненецкий автономный округ и Республика Коми) является перспективным регионом нефтедобычи для Компании. Регион является малоизученным и обладает высоким потенциалом открытия новых запасов. В 2007 году Компания уделяла большое внимание геолого-разведочным работам в этом регионе.

ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГОРАЗВЕДКУ, МЛН ДОЛЛ.



На территории Тимано-Печоры было проведено 800 км сейсморазведочных работ 2D и 168 км² сейсморазведочных работ 3D. Объем разведочного бурения составил 18,1 тыс. м. В результате проведения геолого-разведочных работ в 2007 году в регионе было открыто 2 новых месторождения и одна залежь на ранее открытом месторождении.

В **Республике Коми** было завершено бурение первой поисковой скважины на Баяндынской структуре Денисовской впадины. При тестировании скважины были получены притоки высококачественной нефти дебитом до 4,9 тыс. барр./сут. Запасы нефти вновь открытого месторождения по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» были оценены почти в 270 млн барр. Открытие Баяндынского месторождения стало крупнейшим открытием группы «ЛУКОЙЛ» в 2007 году. Плотность нефти месторождения составляет 43 градуса по API по сравнению с 38 у нефти сорта Brent и 32 у нефти сорта Юралс. Месторождение планируется ввести в опытно-промышленную эксплуатацию уже в 2008 году.

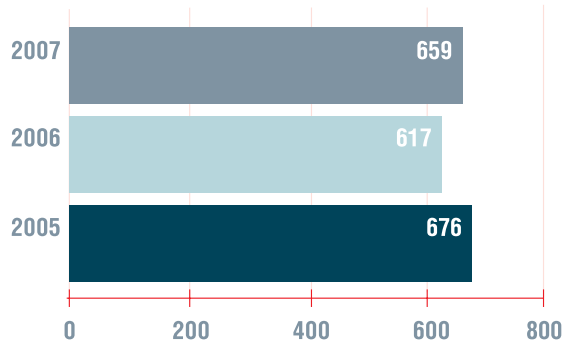
В результате бурения скважины №2 Осваньюрская было открыто одноименное месторождение нефти. Запасы месторождения по категориям C1+C2 российской классификации были оценены в 5,1 млн т. Месторождение было введено в эксплуатацию.

Бурение скважины на Северовольминской структуре Макарьель-Низевой площади не привело к открытию новых запасов, скважина была ликвидирована. В 2007 году были проведены сейсморазведочные работы 2D на участке Денисовской впадины, на Южно-Макарьельском участке и Лыаельской площади. Сейсморазведочные работы 3D были выполнены на Аресском, Южно-Лыжском, Южно-Юрьяхинском и Верхнегубешорском месторождениях.

В **Ненецком автономном округе** закончено бурение очередной разведочной скважины на Восточно-Сарутаюском месторождении, открытом в 2003 году. При опробовании всех объектов, вскрытых этой скважиной, получены притоки нефти.

В рамках деятельности **ООО «Нарьянмарнефтегаз»** (совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и компании

УВЕЛИЧЕНИЕ/ОТКРЫТИЕ НОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО КЛАССИФИКАЦИИ SPE, МЛН БАРР. Н. Э.



ConocoPhillips) была открыта новая залежь нефти на Южно-Хыльчуйском месторождении. При тестировании скважины из новой залежи был получен приток нефти дебитом 0,8 тыс. барр./сут. При испытании разведочной скважины на Северо-Сарембойском месторождении был получен приток нефти дебитом 2,3 тыс. барр./сут. Кроме этого, в 2007 году были выполнены сейсморазведочные работы 2D в пределах Перевозного месторождения и Восточно-Перевозной площади.

ПРЕДУРАЛЬЕ

Для Компании Предуралье является традиционным регионом добычи, который характеризуется высокой степенью разведанности запасов. В 2007 году в регионе было выполнено 239 км² сейсморазведочных работ 3D. Проходка в разведочном бурении составила 8,6 тыс. м. Были открыты 2 новых месторождения.

В результате бурения разведочной скважины на Забродовской площади было открыто Преображенское месторождение. При испытании скважины получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 0,3 тыс. барр./сут. Доказанные запасы месторождения были оценены в 1 млн барр. нефти.

В результате бурения разведочной скважины на Волимской площади открыто Мальцевское месторождение. При тестировании скважины был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 0,4 тыс. барр./сут.

Была закончена строительством поисковая скважина на Перспективной структуре Енапаевской площади. При

испытании скважины были получены фонтанные притоки безводной нефти максимальным дебитом 1 тыс. барр./сут. Начата оценка открытых запасов, которые будут отнесены к Моховскому месторождению.

ПОВОЛЖЬЕ (суша)

Поволжье также является традиционным регионом добычи углеводородов для группы «ЛУКОЙЛ». Этот регион хорошо изучен с геологической точки зрения. В 2007 году здесь было выполнено 3 090 км сейсморазведочных работ 2D и 200 км² сейсморазведочных работ 3D. Проходка в разведочном бурении составила 19 тыс. м. В результате проведенных работ было открыто 2 месторождения.

В **Волгоградской области** было завершено бурение двух разведочных скважин на Березовском лицензионном участке. При тестировании скважин были получены притоки нефти дебитом до 0,6 тыс. барр./сут. В результате бурения скважин было открыто Центральное-Становое месторождение. Доказанные запасы месторождения были оценены в чуть более 2 млн барр. нефти. Месторождение введено в эксплуатацию.

В пределах Левобережного лицензионного участка были пробурены две поисковые скважины. Одна наклонно направленная скважина была пробурена с целью доразведки Речного месторождения. При тестировании этой скважины был получен приток нефти дебитом 1,4 тыс. барр./сут. Вторая скважина была пробурена в пределах Северо-Алексеевской структуры. При ее тестировании были получены притоки нефти, газового конденсата и газа.



В **Астраханской области** в пределах Пойменного лицензионного участка, где расположено гигантское Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение, были выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме 350 км, а также 200 км² сейсморазведочных работ 3D. Бурение разведочной скважины №2 Центрально-Астраханская намечено на начало 2008 года. Запасы Центрально-Астраханского месторождения по категориям «вероятные» и «возможные» по состоянию на начало 2008 года оценивались в 10,2 трлн фут³ газа и 1,2 млрд барр. конденсата, что сопоставимо с запасами такого месторождения, как Карачаганак в Казахстане. Газ Центрально-Астраханского месторождения отличается очень высоким содержанием сероводорода. Однако современные технологии позволяют решить эту проблему, о чем свидетельствует опыт ОАО «Газпром» в области разработки Астраханского месторождения, расположенного рядом с Центрально-Астраханским. Поэтому Центрально-Астраханское месторождение является одним из основных источников наращивания добычи газа Компанией после 2012 года.

В **Республике Татарстан** на Агрызском лицензионном участке были проведены геолого-разведочные работы 2D в объеме 365 км. Была пробурена поисковая скважина, при тестировании которой были получены притоки нефти и открыто Чекалдинское нефтяное месторождение с извлекаемыми запасами по категориям C1+C2 российской классификации 4 млн барр.

СЕВЕРНЫЙ КАСПИЙ

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

В 2007 году продолжилось изучение перспективных структур Северного Каспия. На Центрально-Каспийском лицензионном участке было завершено бурение разведочной скважины на Диагональной структуре. Глубина скважины составила 1 950 м. Продуктивных

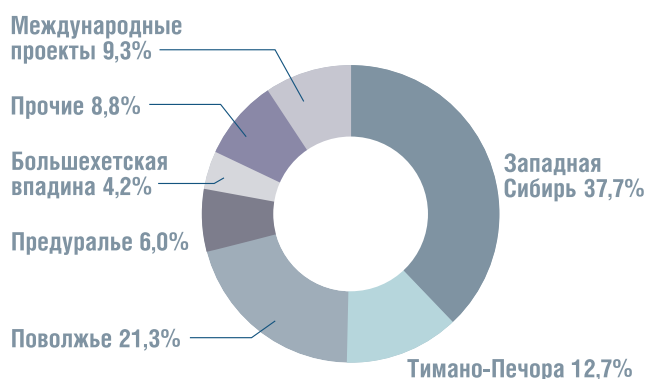
отложений обнаружено не было, скважина была ликвидирована. Продолжено изучение геологической информации, полученной при бурении скважины. На участке недр северо-восточнее Ракушечной структуры в соответствии с лицензионным соглашением были выполнены сейсморазведочные работы 3D, а также морские электроразведочные работы.

На основании данных, полученных при бурении второй разведочной скважины на месторождении им. В.Филановского, в 2007 году была уточнена геологическая модель месторождения, что привело к увеличению доказанных запасов газа месторождения на 42 млн барр. н. э.

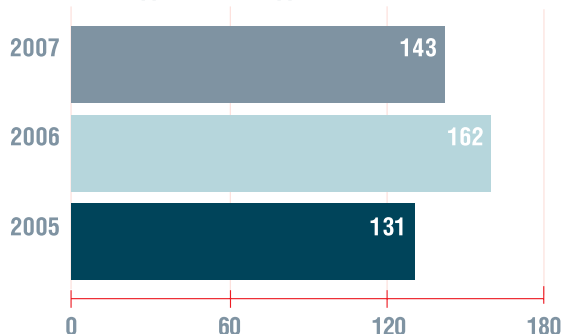
В рамках деятельности ООО «Каспийская нефтяная компания», в которой группе «ЛУКОЙЛ» принадлежит 49,89% (49,89% у ОАО «Роснефть», оставшаяся доля у ОАО «Газпром»), была завершена интерпретация сейсмических материалов 2D, в результате которой была определена одна основная структура, Западно-Ракушечная, и структуры-спутники — Рыбачья и Западно-Рыбачья. Проводились также работы по подготовке к бурению поисково-оценочной скважины на Западно-Ракушечной структуре. Наиболее значимым результатом работ стало завершение строительства специального основания для поисково-оценочного бурения на мелководье. Бурение первой скважины запланировано на 2008 год.

В рамках деятельности ООО «ЦентрКаспнефтегаз», доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в котором составляет 50% (50% принадлежит ОАО «Газпром»), начато бурение поисковой скважины на структуре Центральная. Эта структура находится на границе между Россией и Казахстаном. В соответствии с соглашением, заключенным в 2002 году между двумя странами, структура была передана под юрисдикцию России, а в случае обнаружения коммерческих запасов они будут разрабатываться на паритетной основе Россией и Казахстаном. По состоянию на начало 2008 года забой поисковой скважины находился на глубине 1 470 м. В 2008 году планируется завершить бурение скважины до проектной глубины 4 200 м.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ (2007)



ПРОХОДКА В РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ, ТЫС. М



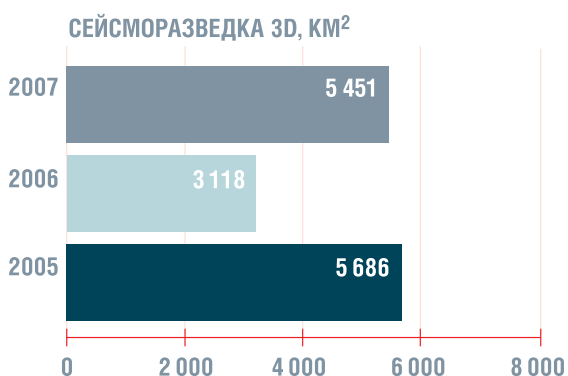
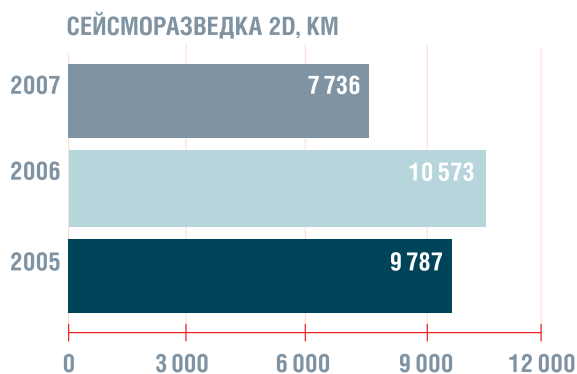
АЗОВСКОЕ МОРЕ

В рамках деятельности ООО «НК «Приазовнефть», доля группы «ЛУКОЙЛ» в котором составляет 42,5% (42,5% у дочернего общества ОАО «Роснефть» и 15% у Фонда государственного имущества Краснодарского края), было завершено бурение наклонно направленной поисково-оценочной скважины на структуре Новая, расположенной в акватории Азовского моря. При тестировании скважины был получен приток нефтегазовой смеси дебитом около 1 тыс. барр./сут. Было открыто месторождение Новое и впервые подтверждены высокие перспективы шельфа Азовского моря. Начата оценка запасов месторождения. Следующую поисково-оценочную скважину планируется пробурить на структуре Геленджикская. Бурение скважины запланировано на 2008 год.

КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

Ресурсная база Компании в Калининградской области формируется рядом мелких месторождений на суше и крупным Кравцовским месторождением на шельфе Балтийского моря.

В 2007 году на суше Калининградской области была открыта новая нефтяная залежь на Южно-Октябрьском месторождении. Кроме того, Компания начала активные работы на шельфе Балтийского моря, где было отработано 600 км сейсмопрофилей 2D с целью подготовки нефтеперспективных структур к поисковому бурению. Так, например, к бурению была подготовлена структура Д29, извлекаемые ресурсы нефти которой по категории С3 оцениваются в 40 млн барр.



МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

В рамках стратегии интенсивного развития международного сектора основной задачей геолого-разведочных работ, проводимых Группой за рубежом, является подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи. В 2007 году объем сейсморазведочных работ 2D по международным проектам составил 1 470 км, 3D — 2 822 км², проходка в разведочном бурении составила 13 тыс. м. Затраты на геологоразведку составили 180 млн долл. Компания продолжила активное развитие международной деятельности в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча».

В течение 2007 года группа «ЛУКОЙЛ» участвовала в 15 геолого-разведочных проектах за пределами России — в Азербайджане, Колумбии, Иране, Казахстане, Саудовской Аравии, Узбекистане, Венесуэле, Кот-д'Ивуаре.

Группа «ЛУКОЙЛ» ведет непрерывный мониторинг возможностей участия в новых перспективных международных проектах. В 2007 году Компания приобрела доли участия в трех новых проектах: в апреле было подписано соглашение с американской нефтегазовой компанией Vanco Energy о приобретении 56,66%-й доли в трех проектах по геологоразведке перспективных офшорных блоков в Гвинейском заливе (Западная Африка). (См. раздел «Приобретение активов» на стр. 21.)

Кроме этого, с государственной нефтяной компанией Индонезии Pertamina было подписано соглашение о проведении совместной геолого-разведочной деятельности на территории Республики сроком на 2 года. Соглашение предусматривает создание Управляющего комитета и совместной технической группы по изучению нескольких перспективных офшорных и оншорных участков в ряде регионов Индонезии. Целью этой работы является оценка и интерпретация имеющихся данных для последующей геологоразведки и разработки нефтегазовых участков.

В 2007 году с катарской государственной нефтяной компанией Qatar Petroleum был подписан Меморандум о взаимопонимании по вопросам сотрудничества в области разведки, разработки и реабилитации нефтегазовых месторождений на территории Катара.

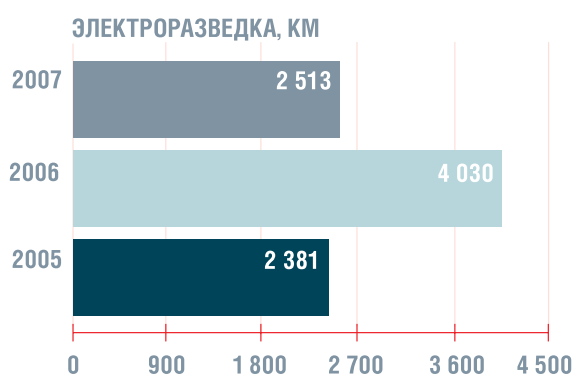
В 2007 году ЛУКОЙЛ продолжил проведение геолого-разведочных работ по международным проектам на акватории Каспийского моря.

По проекту **Тюб-Караган** в казахстанской части акватории Каспийского моря были проведены электроразведочные работы и уточнены параметры перспективных структур. По расположенному неподалеку проекту **Аташский** были уточнены параметры структуры Аташ и определено местоположение первой разведочной скважины, начались подготовительные работы к ее бурению.

По морским блокам **Жамбай Южный** и **Южное Забурунье**, расположенным в казахстанской части акватории Каспийского моря, велись переобработка и переинтерпретация геолого-геофизических данных с целью подготовки объектов к разведочному бурению, которое планируется начать в 2009 году. В апреле 2007 года в связи с реализацией компанией Caspian Investments Resources Ltd. опциона на приобретение доли участия в ТОО «Жамбай», являющемся оператором СРП по блокам Жамбай Южный и Южное Забурунье, была подписана новая редакция учредительных документов ТОО «Жамбай». В соответствии с новыми учредительными документами участниками ТОО «Жамбай» являются АО НК «КазМунайГаз» (50%), Caspian Investments Resources Ltd. (25% через свою дочернюю компанию), компания Repsol (25% через свою дочернюю компанию). Таким образом, доля участия группы «ЛУКОЙЛ» в СРП составляет 12,5% (в апреле 2007 года завершилась сделка по продаже 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. компании Mittal Investments S.A.R.L.).

По проекту **D-222** (часть структуры Ялама-Самур, расположенная в азербайджанской акватории Каспийского моря, вторая часть расположена в российской акватории) был завершен анализ геолого-геофизических материалов по структуре Ялама-Самур. Было определено положение второй поисковой скважины (по результатам бурения первой скважины в 2005 году коммерческих запасов углеводородов обнаружено не было) и велись работы по подготовке к ее бурению (бурение скважины запланировано на конец 2008 года). Кроме этого, было принято решение о продлении лицензии на проведение геолого-разведочных работ на российской части структуры до конца 2011 года. В соответствии с новым лицензионным соглашением лицензионная площадь была сокращена в 3 раза, а бурение поисковой скважины намечено на 2010 год.

По проекту **Шах-Дениз** в азербайджанской акватории Каспийского моря было завершено бурение оценочной скважины на юго-западной части структуры. По результатам бурения были уточнены запасы месторождения. Доказанные запасы нефти и газового конденсата выросли на 9%,



доказанные запасы газа увеличились на 51%. В 2008 году планируется начать бурение еще одной оценочной скважины.

Продолжались работы и по другим проектам.

По проекту **Кунград** (часть большого проекта **Кандым – Хаузак – Шады** в Узбекистане) были выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме 574 км и подготовлен паспорт на структуру Южное-Шеге.

По проекту **Арал** в узбекской части Аральского моря были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 329 км.

На газовом **Блоке А** в Саудовской Аравии по результатам бурения скважины на структуре Тухман было открыто скопление углеводородов. Было закончено испытание скважины на структуре Мулейха и начато бурение скважин на структурах Мушаиб, Хариф и Фадил. Продолжались сейсморазведочные работы 2D и 3D. Информация по запасам Блока А не раскрывается в соответствии с условиями соглашения.

По проекту **Кондор** в Колумбии проведена пробная эксплуатация месторождения, открытого в 2006 году. Было добыто 1,4 тыс. т нефти. Проведен пересчет запасов по структуре Медина. По состоянию на начало 2008 года запасы по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» были оценены в 35 млн барр. нефти. Началась подготовка месторождения к промышленной эксплуатации. Кроме этого, была определена точка заложения скважины на структуре Ленгула и начались подготовительные работы по бурению скважины. Выполнялись работы по переинтерпретации и переобработке материалов сейсморазведочных работ по структурам Лас-Паломас и Фарайонес.

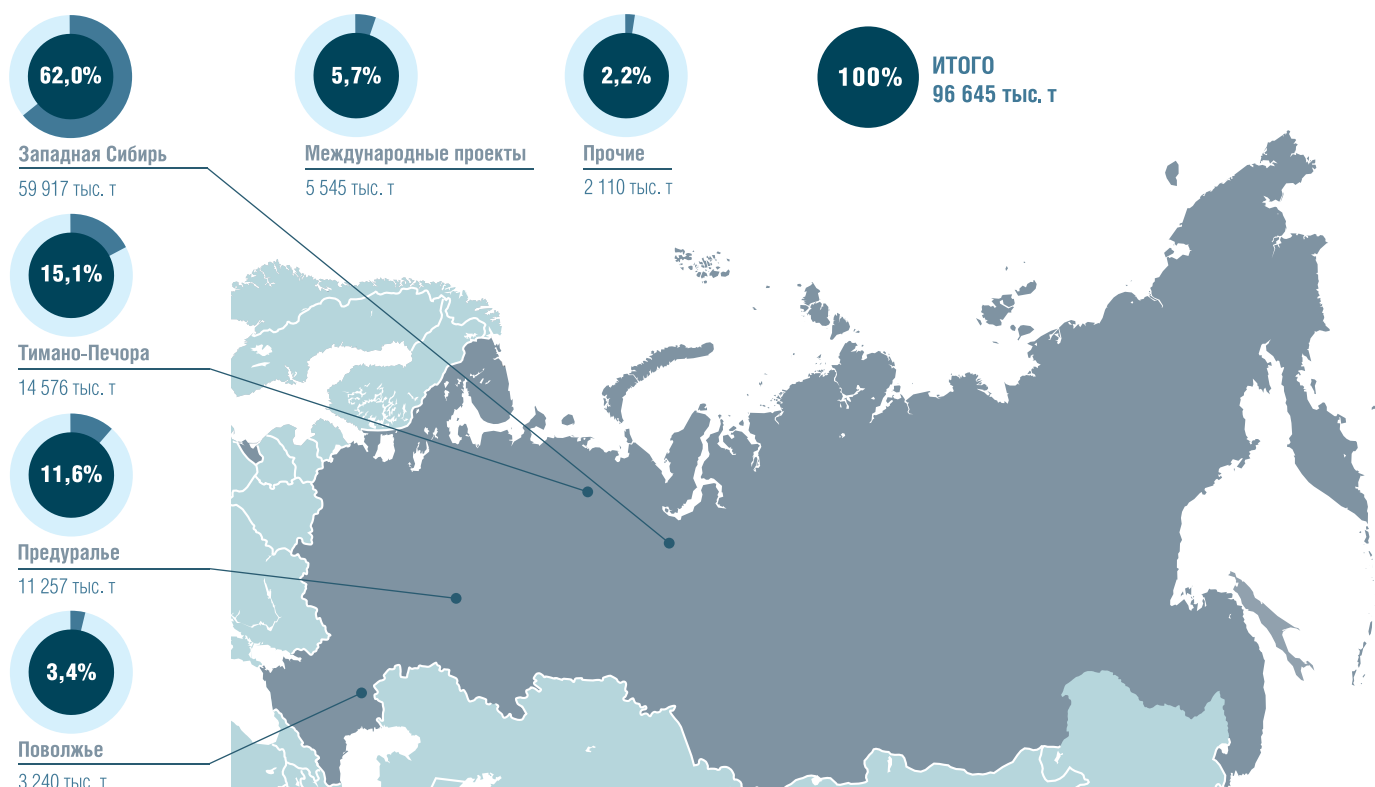
По добывающему проекту **Мелейя** в Египте в результате бурения поисково-оценочной скважины было обнаружено наличие коммерческих запасов углеводородов на структуре Гавахер, началась оценка запасов.

По проекту **Хунин-3** в Венесуэле в рамках реализации второго этапа оценки запасов высоковязкой нефти было пробурено 7 стратиграфических скважин, проводились сейсморазведочные работы 2D. Всего на блоке планируется пробурить 10 стратиграфических скважин. Целью проводимых работ является уточнение геологической модели блока на основе новых данных по сейсмике и бурению скважин, а также сопоставление этих данных с данными по соседним блокам.

В 2007 году Компания вела работы по вновь приобретенным проектам в Кот-д'Ивуаре. По блоку **CI-205** были проведены переинтерпретация и переобработка материалов сейсморазведочных работ 3D. Были подтверждены перспективы нефтегазоносности структуры А. По блокам **CI-101** и **CI-401** были выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 1 109 км².

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА НЕФТИ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ



Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) в 2007 году составила 96 645 тыс. т (1 953 тыс. барр./сут), в том числе дочерними обществами было добыто 94 147 тыс. т. Среднесуточная добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» выросла по сравнению с 2006 годом на 1,4%.

Основной прирост добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» был обеспечен благодаря увеличению объемов эксплуатационного бурения и вводу новых скважин, а также проведению комплекса мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на разрабатываемых месторождениях. На более чем 20 месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» прирост добычи нефти составил более 50 тыс. т. Максимальные приросты добычи (более 200 тыс. т) были достигнуты на трех месторождениях, обеспечивших общий прирост годовой добычи более 1,1 млн т: Пашшорском в Тимано-Печоре, Урьевском и Северо-Покачевском в Западной Сибири. Существенный органический прирост добычи по международным проектам, таким как Карачаганак, Северные Бузачи и КаракудукМунай, позволил компенсировать снижение добычи Группы в результате продажи 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. Следует отметить, что продажа доли в Caspian Investments Resources Ltd. стала одной из основных причин невыполнения планов по добыче нефти в 2007 году. Другой причиной стали перебои в энергоснабжении месторождений Компании

в Западной Сибири. Еще одной причиной невыполнения планов по добыче нефти стал перенос сроков запуска в эксплуатацию крупнейшего месторождения Компании в Тимано-Печоре — Южно-Хыльчююского на середину 2008 года в связи с теплой зимой 2006—2007 годов, которая не позволила вовремя завершить подготовку месторождения к эксплуатации.

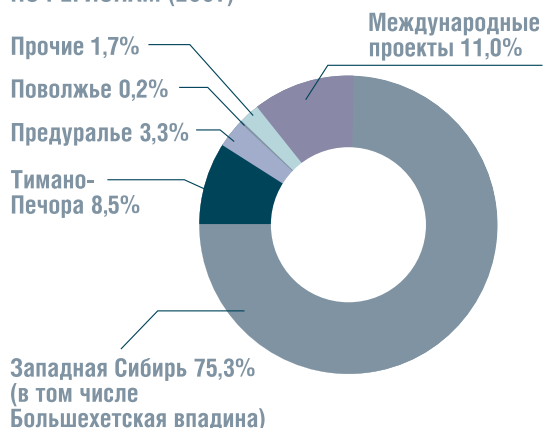
В 2007 году в рамках реализации стратегии ускоренного роста добычи Компания вела активные работы по обустройству и вводу в разработку новых месторождений в России и за рубежом. Особое внимание уделялось месторождениям Тимано-Печоры и Северного Каспия.

В 2007 году добыча нефти дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществлялась на 361 месторождении. За год в разработку введены 12 новых нефтяных месторождений: Центрально-Становое (Поволжье), Чекалдинское и Владимирское (Татарстан), Моховское, Дозорцевское, Сыповское, Лесное (Предуралье), Верхнее-Вольминское, Ошское, Осваньюрское (Тимано-Печора), Домновское (Калининградская область), Восточный Кумколь (Казахстан) и одно газовое месторождение Хаузак (Узбекистан). Была проведена также пробная эксплуатация крупнейшего месторождения Компании в Тимано-Печоре — Южно-Хыльчююского, которое планируется ввести в промышленную эксплуатацию в середине 2008 года. Была проведена пробная эксплуатация месторождения Кондор в Колумбии.

В рамках реализации «Комплексной программы оптимизации разработки и добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2006–2008 годы» Компания продолжала работать над повышением эффективности разработки месторождений и сокращением эксплуатационных затрат. Для выполнения программы добычи нефти в 2007 году добывающими обществами группы «ЛУКОЙЛ» был осуществлен комплекс мероприятий по повышению производительности добывающих скважин и нефтеотдачи пластов. Затраты на разработку месторождений составили 6 660 млн долл.

По состоянию на конец 2007 года 264 месторождения Компании были включены в многоуровневую систему мониторинга разработки месторождений с использованием геолого-гидродинамических моделей. В отчетном году система активно развивалась: было промоделировано более 60 месторождений. Использование геолого-гидродинамических моделей позволяет реализовывать при разработке месторождений наиболее оптимальные технологические решения в соответствии с особенностями геологического строения и структуры имеющихся запасов. Моделирование позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и снизить затраты на разработку месторождений. Модели активно используются Компанией при разбуривании месторождений и применении методов повышения нефтеотдачи пластов. Так, использование моделей в 2007 году позволило в условиях ухудшения структуры остаточных запасов и увеличения объемов проводимых мероприятий по трудноизвлекаемым запасам сохранить в целом удельную эффективность геолого-технических мероприятий на уровне 9,8 т/сут, что соответствует уровню 2006 года. Количество геолого-гидродинамических моделей месторождений Группы планируется увеличить к 2010 году до более 300, то есть охват месторождений Компании геолого-гидродинамическим моделированием повысится до 85%. По таким регионам, как Западная Сибирь, Тимано-Печора и Калининградская область, геолого-гидродинамическим моделированием предполагается охватить все месторождения.

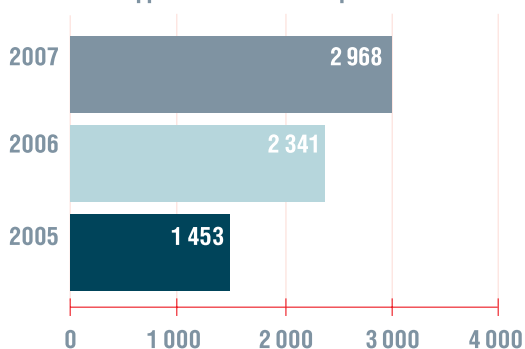
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ (2007)



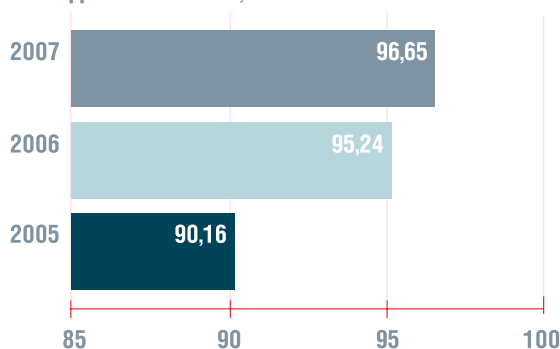
По состоянию на конец 2007 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании насчитывал 28,47 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию — 24,10 тыс.), фонд нагнетательных скважин — 9,06 тыс. (в том числе под закачкой — 6,66 тыс.). По сравнению с 2006 годом эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 2,3%, что связано с наращиванием объемов эксплуатационного бурения. Доля неработающего фонда в эксплуатационном незначительно снизилась по сравнению с концом 2006 года и составила 15,3%.

Проходка в эксплуатационном бурении в 2007 году составила 2 968 тыс. м, что на 27% больше по сравнению с 2006 годом. В суммарном объеме эксплуатационного бурения выросла доля международных проектов, что связано с активной разработкой месторождений по проектам с участием Caspian Investments Resources Ltd. В эксплуатацию введены 1 193 новые добывающие скважины, в том числе 109 горизонтальных. Средний дебит новых скважин составил 37,8 т/сут, в том числе средний дебит горизонтальных скважин — 65,5 т/сут. Добыча из новых скважин (по доле участия) составила 5,47 млн т. В связи с высокой эффективностью бурения горизонтальных скважин Компания планирует в среднесрочной перспективе наращивать их количество.

ПРОХОДКА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ, ТЫС. М



ДОБЫЧА НЕФТИ, МЛН Т



В 2007 году продолжилось увеличение объемов бурения боковых стволов. В эксплуатацию введено 188 скважин с боковыми стволами со средним приростом дебита 19,2 т/сут. Наибольший прирост добычи в результате бурения боковых стволов получен в Западной Сибири на месторождениях в районе Когалыма, где средний прирост дебита по 47 скважинам с пробуренными боковыми стволами составил 33,4 т/сут, что практически соответствует дебиту новых скважин. В Предуралье в 2007 году введен в эксплуатацию 21 второй ствол, пробуренный из старых скважин. Средний прирост дебита составил 13,7 т/сут нефти, что более чем в 2 раза превышает средний дебит действующего фонда скважин Компании в данном регионе. В связи с высокой эффективностью Компания планирует в среднесрочной перспективе быстро наращивать бурение вторых стволов. Следует отметить, что в Предуралье началось внедрение нового метода интенсификации добычи нефти — радиального бурения. С начала года работы проведены на 39 скважинах со средним приростом дебита нефти 8 т/сут.

Для оптимизации систем разработки месторождений и поддержания пластового давления под закачку было переведено 548 новых нагнетательных скважин (в том числе 21 паронагнетательная). В продуктивные пласты закачано 454 млн м³ воды, что на 7,8% больше по сравнению с 2006 годом. Следует отметить, что в связи с перебоями в энергоснабжении некоторых месторождений Западной Сибири объемы закачки воды для поддержания пластового давления оказались ниже запланированных, что привело к более низким темпам роста добычи нефти по сравнению с изначально запланированными. Для решения этой проблемы Компания ведет строительство малых энергетических установок на месторождениях (см. раздел «Энергосберегающие технологии» на стр. 76). Компания планирует продолжать совершенствование систем поддержания пластового давления на разрабатываемых месторождениях с целью наращивания объемов добычи.

В 2007 году проводились мероприятия по увеличению производительности скважин за счет их механизации,

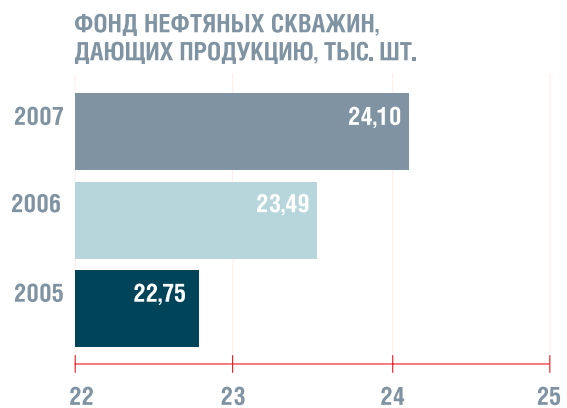
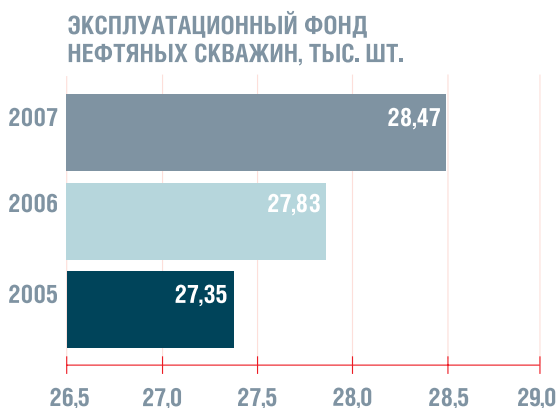
подбора оптимальных режимов работы и интенсификации притока нефти. Было проведено 2 158 операций по оптимизации режимов работы механизированного фонда скважин, 116 скважин были переведены на механизированный способ добычи. Это позволило дополнительно добыть 1,93 млн т нефти (по доле участия). На месторождениях Компании продолжилось активное применение методов повышения нефтеотдачи пластов с целью компенсации естественного снижения добычи нефти в результате истощения месторождений и ухудшения структуры их запасов. Было проведено 5 292 операции по воздействию на продуктивные пласты физическими, химическими, гидродинамическими и тепловыми методами, обеспечивающими увеличение коэффициента нефтеизвлечения (см. раздел «Технологии в сфере геологоразведки и добычи» на стр. 72). Дополнительная добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи пластов составила почти 24 млн т. Это соответствует уровню 2006 года и составляет более 26% от суммарной добычи Группы в России.

Все перечисленные выше мероприятия позволили сохранить средний дебит нефтяных скважин Компании (с учетом доли участия в проектах) на уровне 11,55 т/сут, что способствовало сдерживанию роста затрат на добычу нефти. Следует отметить, что средний дебит нефтяных скважин на территории России вырос с 2002 по 2007 годы с 9 до 11 т/сут.

■ РОССИЯ

Добыча группой «ЛУКОЙЛ» на территории России в 2007 году составила 91 100 тыс. т нефти, в том числе дочерними обществами было добыто 90 735 тыс. т. По сравнению с 2006 годом добыча на территории России выросла на 1,7%.

В 2007 году добыча нефти дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России осуществлялась на 337 месторождениях. Эксплуатационное бурение составило 2 641 тыс. м, что на 24,5% больше по сравнению с 2006 годом. Эксплуатационный фонд скважин



на конец 2007 года составлял 27,45 тыс. скважин, в том числе 23,24 тыс. дающих продукцию. В 2007 году была введена 981 новая скважина. Добыча из них составила 5,05 млн т нефти.

65,8% добычи группы «ЛУКОЙЛ» на территории России пришлось на **Западную Сибирь**. Добыча в регионе незначительно выросла по сравнению с 2006 годом и составила 59,92 млн т. Рост добычи связан с консолидацией ООО «Геойлбент», с приобретением в июне 2006 года активов компании Marathon Oil Corporation, а также с наращиванием добычи на нескольких крупных месторождениях. Рост добычи Группы в Западной Сибири оказался ниже запланированного по причине перебоев в энергоснабжении. Дефицит электроэнергии привел к технологическим потерям и недостаточным объемам закачки воды для поддержания пластового давления. Это оказало особенно сильное влияние на крупнейшие месторождения Компании — Тевлинско-Русскинское и Вать-Еганское. Компания решает проблему энергообеспечения собственных месторождений путем строительства малых электростанций, работающих преимущественно на попутном нефтяном газе (см. раздел «Энергосберегающие технологии» на стр. 76).

В связи с длительным периодом разработки основной части месторождений Компании в Западной Сибири и достаточно высоким уровнем выработанности их запасов основные усилия Компании направлены на оптимизацию систем разработки этих месторождений с целью сдерживания естественного снижения добычи нефти. При этом некоторые месторождения Компании обладают значительным потенциалом роста добычи. Примером являются Урьевское и Северо-Покачевское месторождения, на которых в 2007 году были получены рекордные приросты добычи нефти.

Добыча нефти на Урьевском месторождении, введенном в эксплуатацию в 1978 году, выросла по сравнению с 2006 годом почти на 21%, до 2,23 млн т. Рост добычи был обеспечен в значительной степени за счет ввода новых скважин из эксплуатационного бурения. Проходка в эксплуатационном бурении составила более 190 тыс. м, было введено в эксплуатацию 65 скважин со средним дебитом 34 т/сут. На всех скважинах был проведен гидроразрыв пласта. Продолжилось формирование системы поддержания пластового давления, под закачку было введено 14 скважин, что позволило свести к минимуму снижение дебитов по работающим скважинам. Велись также работы по углублению скважин для вовлечения в разработку новых залежей. Эти работы были проведены на 26 скважинах.

Добыча нефти на Северо-Покачевском месторождении, введенном в эксплуатацию в 1995 году, выросла на 28%, до 1,09 млн т. Рост добычи обеспечен в первую очередь значительными объемами и высокой технологической эффективностью эксплуатационного бурения. В 2007 году из бурения была введена 21 новая скважина (в том числе





8 горизонтальных). Благодаря бурению горизонтальных скважин средний дебит новых скважин составил 74,4 т/сут. Помимо бурения горизонтальных скважин для наращивания объемов добычи было пробурено 4 вторых ствола на старых скважинах, что привело к среднему приросту дебита по этим скважинам на 20,1 т/сут. Был проведен гидроразрыв пласта на 6 скважинах, что обеспечило средний прирост дебита по этим скважинам на 29,6 т/сут. На 5 скважинах была проведена оптимизация режимов работы. Это обеспечило средний прирост дебита на 14,4 т/сут.

Основной прирост добычи Компании на территории России был обеспечен месторождениями **Тимано-Печорской** нефтегазоносной провинции. Добыча в этом регионе выросла почти на 1 млн т, или до 14,58 млн т. В результате доля региона в суммарной добыче Группы увеличилась до 15%. Тимано-Печора является основным регионом роста добычи группы «ЛУКОЙЛ» в среднесрочной перспективе. Компания прилагает все усилия с целью скорейшего ввода в разработку крупных запасов этого региона. Следует отметить, что рост добычи в Тимано-Печоре в 2007 году оказался ниже запланированного. Это связано с переносом сроков запуска в эксплуатацию крупнейшего месторождения Компании в Тимано-Печоре — Южно-Хыльчюуского.

В 2007 году в Тимано-Печоре были введены в эксплуатацию небольшое Верхнее-Вольминское месторождение, вновь открытое Осваньюрское, а также Ошское месторождение, лицензия на разработку которого была приобретена в отчетном году. Основной прирост добычи нефти в регионе был обеспечен Пашшорским, Кыртаельским и Перевозным месторождениями, добыча на которых выросла на 0,8 млн т.

Добыча нефти на Пашшорском месторождении, введенном в эксплуатацию в 2004 году, выросла по сравнению с предыдущим годом на 545 тыс. т и составила 629 тыс. т. Рост добычи был обеспечен как за счет ввода новых скважин, так и за счет увеличения добычи из старых разведочных скважин

В связи с теплой зимой 2006–2007 годов Компания не успела до конца подготовить Южно-Хыльчюуское месторождение к вводу в эксплуатацию, в том числе достроить трубопровод до Варандейского терминала, так как поставки оборудования в район месторождения осуществляются исключительно в зимнее время при минусовой температуре по так называемым зимникам. Изначально месторождение планировалось ввести в эксплуатацию в конце 2007 года, однако срок пришлось перенести на середину 2008 года. При этом в 2007 году здесь была успешно проведена пробная эксплуатация. Доказанные запасы нефти Южно-Хыльчюуского месторождения превышают 500 млн барр. Проектный уровень добычи на месторождении составляет 7,5 млн т/год нефти (более 150 тыс. барр./сут), его планируется достичь в 2009 году. В соответствии с обновленным планом месторождение будет разрабатываться с помощью 64 скважин. Нефть с месторождения будет поставляться по трубопроводу до Варандейского терминала, откуда будет отгружаться танкерами на международный рынок (см. раздел «Поставки нефти» на стр. 60). Отгрузка нефти через Варандейский терминал позволит сохранить ее качество, которое превышает качество российской экспортной смеси Юралс: ее плотность составляет 35,5 API (у Юралс — 32,0 API), а содержание серы — 0,71% (у Юралс — 1,30%). Это означает, что нефть с месторождения будет реализовываться на международном рынке с премией к цене нефти сорта Юралс.

Разработка Южно-Хыльчюуского месторождения станет основным фактором роста добычи нефти Компанией в 2008—2009 годах. Месторождение разрабатывается ООО «Нарьянмарнефтегаз» (совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips).

благодаря вводу в эксплуатацию внутрипромыслового нефтепровода между Пашшорским и Южно-Шапкинским месторождениями. В 2007 году было введено 9 новых скважин со среднегодовым дебитом 174 т/сут.

Добыча нефти **ООО «Нарьянмарнефтегаз»** (совместным предприятием группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips) в 2007 году составила 617 тыс. т, что на 23,4% больше по сравнению с 2006 годом. Весь прирост добычи был получен за счет разработки Перевозного месторождения. В 2007 году в рамках совместного предприятия продолжалась подготовка к разработке Южно-Хыльчюуского месторождения.

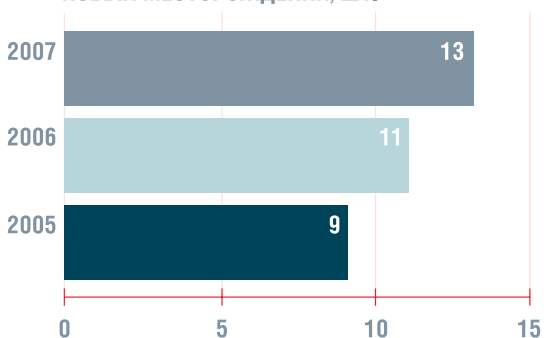
Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» в **Предуралье** выросла на 334 тыс. т, или на 3,1%. Этот регион обеспечил 22% прироста добычи нефти Группы в России, причем весь прирост добычи в регионе является органическим. Такого роста удалось добиться в том числе благодаря применению новых технологий, таких, например, как бурение боковых стволов, радиальное бурение и кислотный гидроразрыв пласта.

Добыча нефти на территории **Поволжья** в 2007 году составила 3,24 млн т, незначительно увеличившись по сравнению с 2006 годом. Повышение эффективности разработки месторождений региона позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти и сохранять добычу на имеющемся уровне, несмотря на высокий уровень истощения запасов.

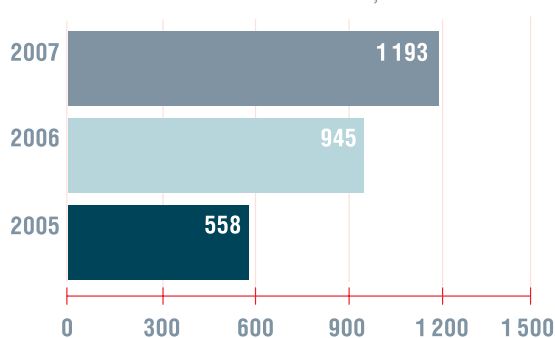
В 2007 году продолжались работы по подготовке к разработке месторождений, расположенных на **шельфе Каспийского моря**. Освоение этих месторождений станет основным фактором роста добычи нефти Компании с 2010 года. Основной прирост добычи нефти обеспечат месторождения им. В.Филановского и им. Ю.Корчагина, которые будут введены в эксплуатацию в первую очередь. В соответствии с планами развития годовая добыча на этих месторождениях к 2015 году составит около 12 млн т нефти (250 тыс. барр./сут). Разработка будет осуществляться по принципу «нулевого сброса», что гарантирует минимальное воздействие на природный комплекс Каспийского моря.

В 2007 году велись работы по строительству ледостойкой стационарной платформы, с которой будет разрабатываться месторождение им. Ю.Корчагина, начался монтаж на платформу бурового оборудования. Было завершено строительство второго транспортно-буксирного судна для работы на Каспии. Создана обобщенная концепция разработки месторождения им. В.Филановского — крупнейшего месторождения Северного Каспия. Прогнозный уровень добычи на месторождении на основании имеющихся данных оценивается в 210 тыс. барр./сут высококачественной нефти. Нефть месторождения является легкой малосернистой, ее плотность составляет 44 API, а содержание серы — лишь 0,1%. Нефть данного качества будет реализовываться на международном рынке с премией к сорту Brent.

**ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ШТ.**



**ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ
НОВЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ШТ.**



■ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче по международным проектам составила 5 545 тыс. т, что на 2,3% меньше по сравнению с 2006 годом. Сокращение объемов добычи связано с завершением сделки по продаже 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. На момент продажи добыча компании (по доле ее участия в проектах) составляла около 46 тыс. барр./сут нефти. Таким образом, в результате закрытия сделки среднесуточная добыча группы «ЛУКОЙЛ» снизилась на 23 тыс. барр./сут нефти. Органический прирост добычи по международным проектам составил 9,8%. Он позволил практически полностью компенсировать снижение добычи из-за продажи Caspian Investments Resources Ltd. Основной органический прирост добычи был получен по проектам КаракудукМунай, Карачаганак и Северные Бузачи.



Проходка в эксплуатационном бурении по международным проектам Компании составила 327 тыс. м, что на 49% больше по сравнению с 2006 годом. Столь высокий рост объемов эксплуатационного бурения объясняется активной разработкой месторождений по проектам Caspian Investments Resources Ltd. и Кумколь. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составил 1 017 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 861. Было введено в эксплуатацию 212 новых добывающих скважин. Их средний дебит составил 61,7 т/сут. За счет ввода новых скважин дополнительно добыто 0,42 млн т нефти (по доле участия).

Группа «ЛУКОЙЛ» продолжала активное развитие своих добывающих проектов в Казахстане. Инвестиции в разработку казахстанских месторождений составили в 2007 году 287 млн долл.

По проекту КаракудукМунай в Казахстане было введено в эксплуатацию 28 новых добывающих скважин со средним дебитом 29,1 т/сут. Добыча нефти в целом по проекту выросла на рекордные 45%, до 1,02 млн т. При этом доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче снизилась до 668 тыс. т в результате продажи 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. Начались работы по проектированию и строительству установки комплексной подготовки газа в рамках реализации проекта утилизации попутного газа, согласованного с надзорными органами Казахстана в 2006 году. Товарный газ планируется поставлять в Россию по газопроводу Бухара — Урал. Были введены в эксплуатацию железнодорожная эстакада и терминал, что позволит транспортировать добываемую нефть до порта Актау без потери в качестве. Ранее высококачественная нефть, добытая по проекту, транспортировалась по системе трубопроводов, что приводило к потерям в среднем 4 долл./барр. в результате снижения качества из-за смешения нефти Каракудука с нефтью с других месторождений.

По проекту **Карачаганак** в Казахстане в 2007 году было добыто 1,60 млн т нефти и газового конденсата (по доле участия). По сравнению с 2006 годом добыча выросла на 10,5%. В 2007 году в эксплуатацию была введена одна многоствольная горизонтальная скважина с дебитом 1,4 тыс. т/сут, завершено бурение еще одной многоствольной скважины. В 2008 году планируется ввести в эксплуатацию еще 6 таких скважин. В 2007 году велись проектные работы по третьему этапу разработки месторождения, предусматривающему существенное увеличение мощностей проекта. Начало реализации третьего этапа запланировано на 2008 год.

Продолжилась активная разработка месторождения **Северные Бузачи** в Казахстане. Было введено в эксплуатацию 127 новых добывающих скважин со средним дебитом 22,6 т/сут. Добыча нефти по проекту

увеличилась на 20,5%, до 1,61 млн т. При этом доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче снизилась до 524 тыс. т в результате продажи 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. Был выбран и согласован с надзорными органами Казахстана вариант утилизации попутного нефтяного газа, началась реализация проекта. Первоначально газ планировалось продавать компании «КаражанбасМунай», однако она отказалась от своих обязательств. В связи с этим было решено использовать попутный газ для подогрева воды, закачиваемой в пласт.

По проекту **Тенгиз** в Казахстане в эксплуатацию было введено 8 новых добывающих скважин со средним дебитом 0,84 тыс. т. В результате реализации работ по расширению добывающих мощностей проекта добыча по проекту выросла на 4,6% и составила 376 тыс. т (по доле участия).

В отчетном году продолжилась активная разработка месторождения **Кумколь** в Казахстане. Было введено 25 эксплуатационных скважин и опробована технология бурения боковых стволов. Средний дебит новых скважин, введенных в 2007 году, составил 77,9 т/сут. В рамках развития системы поддержания пластового давления было завершено строительство одной из установок предварительного сброса воды и одной из блочных кустовых насосных станций. Был выбран и согласован с надзорными органами Казахстана вариант утилизации попутного нефтяного газа и начались работы по реализации проекта. В 2007 году было введено в эксплуатацию месторождение Восточный Кумколь — спутник месторождения Кумколь. Добыча нефти по проекту Кумколь выросла на 2,9%, или до 1,76 млн т (по доле участия). Добыча по проекту доведена до проектного уровня и теперь основной задачей Компании является максимально долгое удержание добычи на достигнутом уровне. В 2008 году планируется пробурить 32 новые добывающие скважины, а также вторые стволы на 10 скважинах.

На месторождениях **Алибекмола** и **Кожасай** (проект Казахойл-Актобе в Казахстане) было введено в эксплуатацию 10 новых добывающих скважин со

средним дебитом 52,5 т/сут. На месторождении Кожасай успешно внедрен новый буровой раствор, позволяющий безопасно бурить скважину в условиях текучих солевых пропластков. Продолжались работы по реализации проекта утилизации попутного нефтяного газа, а также работы по обустройству месторождений. Суммарная добыча нефти на месторождениях составила 869 тыс. т (286 тыс. т по доле участия).

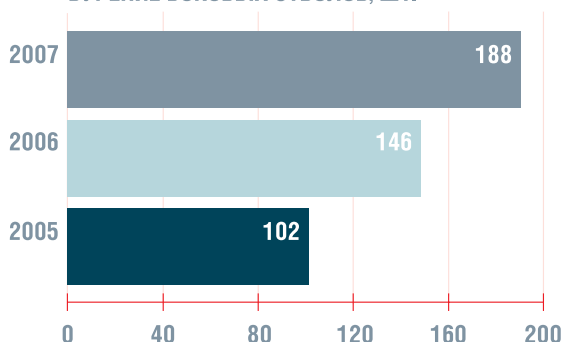
По проекту **Шах-Дениз** в Азербайджане, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года, шло быстрое наращивание объемов добычи нефти и газового конденсата благодаря последовательному вводу трех новых добывающих скважин в дополнение к скважине, введенной в 2006 году. Добыча нефти и газового конденсата составила 895 тыс. т (доля группы «ЛУКОЙЛ» — 88 тыс. т). В 2008 году планируется пробурить еще две добывающие скважины.

По проекту **Кондор** в Колумбии была завершена пробная эксплуатация первой разведочной скважины. Добыча высококачественной нефти сорта Vasconia составила 1,4 тыс. т. Начались работы по созданию схемы разработки и проекта обустройства вновь открытого месторождения.

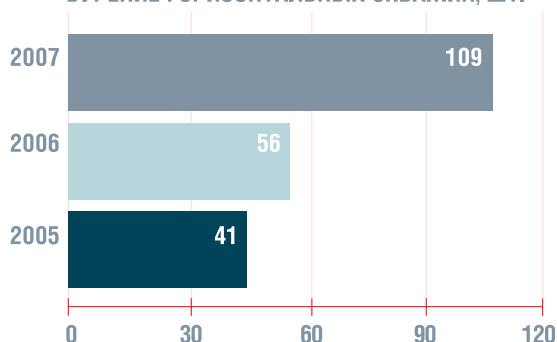
В Египте по проекту **Мелейя** было введено в эксплуатацию 13 новых скважин со средним дебитом 43 т/сут. Вступило в силу продление концессионного соглашения по разработке блока Мелейя до 2024 года. В 2008 году планируется пробурить 32 скважины. По проекту **WEEM** была закончена подготовка к запуску системы поддержания пластового давления. В 2008 году по проекту будет возобновлено бурение скважин. Всего планируется пробурить 5 новых эксплуатационных скважин. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче по египетским проектам осталась на уровне 2006 года (200 тыс. т).

В 2007 году началась добыча газового конденсата на участке **Хаузак** (часть газоконденсатного месторождения Денгизкуль в Узбекистане, разрабатываемая в рамках проекта **Кандым — Хаузак — Шады**). Была внедрена комплексная схема транспортировки газового конденсата до узбекского Джаркурганского НПЗ.

БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВЛОВ, ШТ.



БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ШТ.



средним дебитом 22,6 т/сут. Добыча нефти по проекту увеличилась на 20,5%, до 1,61 млн т. При этом доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче снизилась до 524 тыс. т в результате продажи 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. Был выбран и согласован с надзорными органами Казахстана вариант утилизации попутного нефтяного газа, началась реализация проекта. Первоначально газ планировалось продавать компании «КаражанбасМунай», однако она отказалась от своих обязательств. В связи с этим было решено использовать попутный газ для подогрева воды, закачиваемой в пласт.

По проекту **Тенгиз** в Казахстане в эксплуатацию было введено 8 новых добывающих скважин со средним дебитом 0,84 тыс. т. В результате реализации работ по расширению добывающих мощностей проекта добыча по проекту выросла на 4,6% и составила 376 тыс. т (по доле участия).

В отчетном году продолжилась активная разработка месторождения **Кумколь** в Казахстане. Было введено 25 эксплуатационных скважин и опробована технология бурения боковых стволов. Средний дебит новых скважин, введенных в 2007 году, составил 77,9 т/сут. В рамках развития системы поддержания пластового давления было завершено строительство одной из установок предварительного сброса воды и одной из блочных кустовых насосных станций. Был выбран и согласован с надзорными органами Казахстана вариант утилизации попутного нефтяного газа и начались работы по реализации проекта. В 2007 году было введено в эксплуатацию месторождение Восточный Кумколь — спутник месторождения Кумколь. Добыча нефти по проекту Кумколь выросла на 2,9%, или до 1,76 млн т (по доле участия). Добыча по проекту доведена до проектного уровня и теперь основной задачей Компании является максимально долгое удержание добычи на достигнутом уровне. В 2008 году планируется пробурить 32 новые добывающие скважины, а также вторые стволы на 10 скважинах.

На месторождениях **Алибекмола** и **Кожасай** (проект Казахойл-Актобе в Казахстане) было введено в

эксплуатацию 10 новых добывающих скважин со средним дебитом 52,5 т/сут. На месторождении Кожасай успешно внедрен новый буровой раствор, позволяющий безопасно бурить скважину в условиях текучих солевых пропластков. Продолжались работы по реализации проекта утилизации попутного нефтяного газа, а также работы по обустройству месторождений. Суммарная добыча нефти на месторождениях составила 869 тыс. т (286 тыс. т по доле участия).

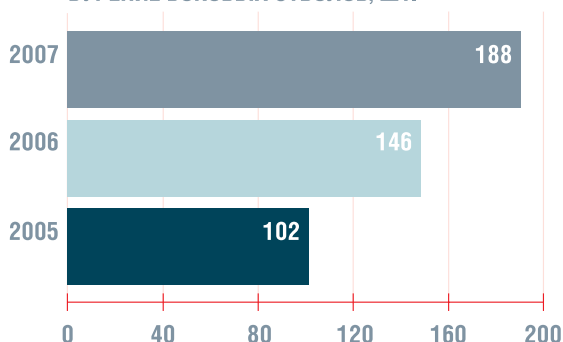
По проекту **Шах-Дениз** в Азербайджане, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года, шло быстрое наращивание объемов добычи нефти и газового конденсата благодаря последовательному вводу трех новых добывающих скважин в дополнение к скважине, введенной в 2006 году. Добыча нефти и газового конденсата составила 895 тыс. т (доля группы «ЛУКОЙЛ» — 88 тыс. т). В 2008 году планируется пробурить еще две добывающие скважины.

По проекту **Кондор** в Колумбии была завершена пробная эксплуатация первой разведочной скважины. Добыча высококачественной нефти сорта Vasconia составила 1,4 тыс. т. Начались работы по созданию схемы разработки и проекта обустройства вновь открытого месторождения.

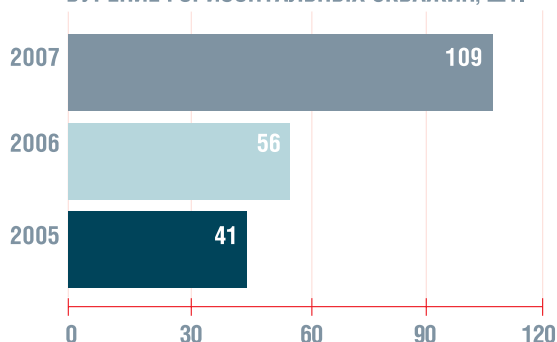
В Египте по проекту **Мелейя** было введено в эксплуатацию 13 новых скважин со средним дебитом 43 т/сут. Вступило в силу продление концессионного соглашения по разработке блока Мелейя до 2024 года. В 2008 году планируется пробурить 32 скважины. По проекту **WEEM** была закончена подготовка к запуску системы поддержания пластового давления. В 2008 году по проекту будет возобновлено бурение скважин. Всего планируется пробурить 5 новых эксплуатационных скважин. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче по египетским проектам осталась на уровне 2006 года (200 тыс. т).

В 2007 году началась добыча газового конденсата на участке **Хаузак** (часть газоконденсатного месторождения Денгизкуль в Узбекистане, разрабатываемая в рамках проекта **Кандым — Хаузак — Шады**). Была внедрена комплексная схема транспортировки газового конденсата до узбекского Джаркурганского НПЗ.

БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВЛОВ, ШТ.

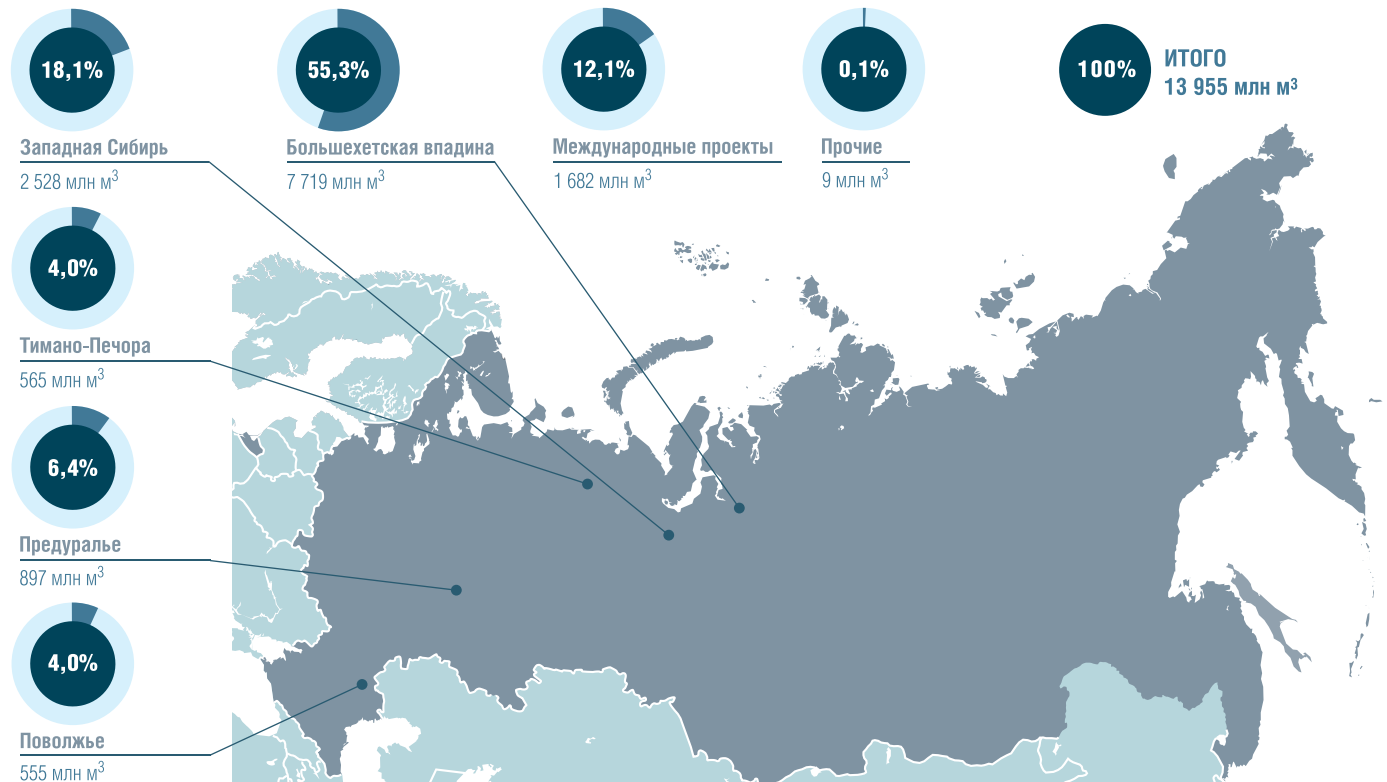


БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ШТ.



РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ГАЗА

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ТОВАРНОГО ГАЗА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ



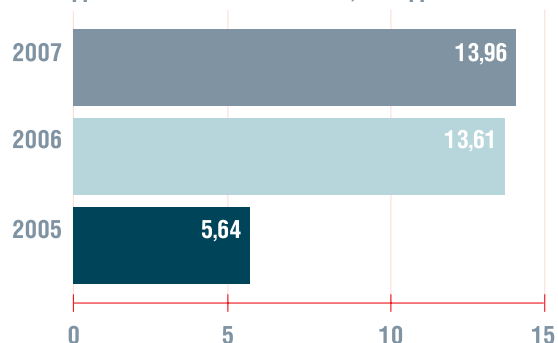
Газовая программа группы «ЛУКОЙЛ» предусматривает ускоренный рост добычи газа как в России, так и за рубежом, и доведение доли газа до трети от суммарной добычи углеводородов. Основной целью данной стратегии является коммерциализация запасов газа и снижение зависимости Компании от сильной ценовой волатильности на международном рынке нефти.

В 2007 году добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) составила 16 397 млн м³ (1 586 млн фут³/сут). При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) составила 13 955 млн м³ (1 350 млн фут³/сут), в том числе добыча дочерними обществами — 13 731 млн м³. Среднесуточная добыча товарного газа выросла по сравнению с 2006 годом на 2,5%. Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» по газовым проектам составила более 150 млн долл., что более чем в два раза превышает уровень 2006 года.

Добыча природного газа составила 10 787 млн м³, в том числе 9 652 млн м³ товарного газа. Добыча товарного природного газа снизилась на 1,7% из-за сокращения закупок газа с Находкинского месторождения компанией «Газпром». Главным достижением 2007 года в области добычи природного газа стал ввод в разработку газового промысла Хаузак в рамках проекта Кандым – Хаузак – Шады.

Добыча попутного нефтяного газа составила 5 610 млн м³. Попутный газ используется на месторождениях Компании при закачке в пласт для поддержания пластового давления, для выработки электроэнергии на газовых электростанциях, а также для других производственных нужд. Товарный попутный газ поставляется на газоперерабатывающие заводы и местным потребителям. Добыча товарного попутного газа составила 4 303 млн м³, что на 13,5% больше по сравнению с 2006 годом. Более высокий темп роста добычи товарного попутного газа по сравнению с темпом роста добычи нефти объясняется в первую очередь расширением мощностей Локосовского газоперерабатывающего комплекса в Западной Сибири, которое завершилось в 2006 году, а также развитием систем утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Компании.

ДОБЫЧА ТОВАРНОГО ГАЗА, МЛРД М³

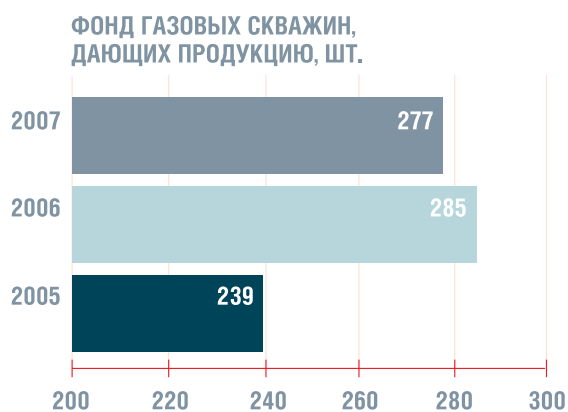
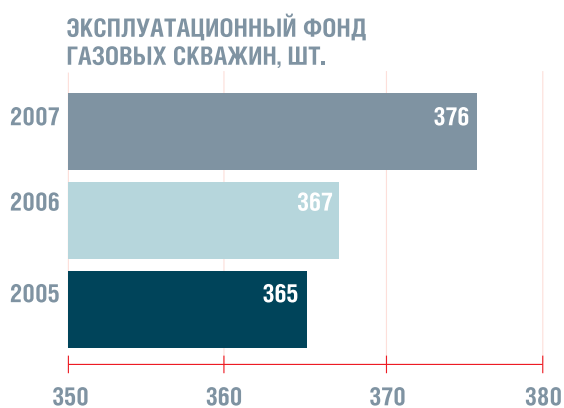


Уровень утилизации¹ попутного нефтяного газа составил 69,0%, что ниже уровня 2006 года. Снижение связано с приобретением в 2005–2006 годах новых добывающих активов (ООО «Геойлбент» и Открытого акционерного общества «Хантымансийскнефтегазгеология»), на которых не развиты системы утилизации газа, и быстрым наращиванием добычи нефти по этим активам.

В 2007 году продолжилось развитие систем утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Компании: шло строительство компрессорных станций и газопроводов. По основным месторождениям Компании в Западной Сибири уровень утилизации попутного газа превысил 95%. Реализация проектов утилизации попутного газа по вновь приобретенным активам позволит увеличить его добычу более чем на 1 млрд м³.

Для увеличения утилизации попутного нефтяного газа Компания в рамках развития малой энергетики ведет строительство газовых электростанций на месторождениях. Это 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 месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» до 95%.

Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по состоянию на конец 2007 года составил 376 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 277.



¹ Доля добытого газа в суммарном объеме газа, извлеченном из пласта. Оставшаяся часть газа сжигается на факеле.



■ РОССИЯ

Добыча товарного газа в России в 2007 году составила 12 273 млн м³, что на 1,2% меньше по сравнению с 2006 годом. При этом доля природного газа составила 66%, снизившись на 5 п.п. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2007 года составил 297 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 221.

Основную часть добычи природного газа в России обеспечило Находкинское месторождение Большехетской впадины. В 2007 году на нем было добыто 7,8 млрд м³ газа, что на 8,1% меньше по сравнению с 2006 годом. Снижение добычи связано с сокращением закупок газа со стороны ОАО «Газпром» по причине снижения спроса на газ из-за теплой зимы 2006–2007 годов. С 1 января 2007 года в соответствии с дополнительным соглашением с ОАО «Газпром» цена реализации газа с Находкинского месторождения увеличилась до 1 059 руб./1 000 м³, или почти в два раза (см. разделы «Ценовая конъюнктура и налоговое окружение» на стр. 18 и «Поставки газа» на стр. 62). Это значительно улучшило экономику проекта.

В 2007 году ЛУКОЙЛ продолжал подготовку к разработке Хвалынского газового месторождения на Северном Каспии. Месторождение расположено на границе между Россией и Казахстаном. В соответствии с соглашением, заключенным в 2002 году между двумя странами, месторождение было передано под юрисдикцию России, однако разрабатываться оно будет на паритетной основе Россией и Казахстаном в рамках СРП. Уполномоченными организациями от России и Казахстана являются ОАО «ЛУКОЙЛ» и АО «НК «КазМунайГаз». Работы над проектом ведутся в рамках Общества с ограниченной ответственностью «Каспийская нефтегазовая компания» (совместного предприятия ОАО «ЛУКОЙЛ» и АО «НК «КазМунайГаз»). В 2007 году шло создание технологической схемы разработки месторождения и технико-экономического обоснования СРП.



■ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

Добыча товарного газа по международным проектам составила в 2007 году 1 682 млн м³, что на 41,6% больше по сравнению с 2006 годом. При этом доля природного газа составила 89%, увеличившись на 4 п.п. Основной прирост добычи газа был обеспечен проектами Шах-Дениз и Кандым – Хаузак – Шады. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по зарубежным проектам по состоянию на конец 2007 года составил 79 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 56.

Основной объем товарного газа (1 046 млн м³ по доле участия) был добыт на месторождении **Карачаганак** в Казахстане. По сравнению с 2006 годом добыча выросла на 4,2%. В 2007 году в эксплуатацию была введена одна многоствольная горизонтальная скважина и завершено бурение еще одной многоствольной скважины. В 2008 году планируется ввести в эксплуатацию еще 6 таких скважин. В 2007 году велись проектные работы по третьему этапу разработки месторождения, предусматривающему существенное увеличение мощностей проекта. Начало реализации третьего этапа запланировано на 2008 год.

По проекту **Шах-Дениз** в Азербайджане, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года, шло быстрое наращивание объемов добычи газа благодаря последовательному вводу трех новых добывающих скважин в дополнение к скважине, введенной в 2006 году. В 2008 году планируется пробурить еще две добывающие скважины. Добыча товарного газа составила 3,15 млрд м³ (доля группы «ЛУКОЙЛ» — 309 млн м³). Газ, добываемый на месторождении, поставляется на внутренний рынок, а также по Южно-Кавказскому трубопроводу в Грузию и Турцию.



Одно из главных достижений 2007 года — начало добычи природного газа на промысле Хаузак (часть газоконденсатного месторождения Денгизкуль, разрабатываемого в рамках проекта Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане). В начале ноября 2007 года началась подача природного газа в трубопровод Денгизкуль — Мубарек. За год было введено в эксплуатацию 10 наклонно направленных скважин, введена в строй установка предварительной подготовки газа, подготовлены газоперерабатывающие мощности Мубарекского газоперерабатывающего завода и проведены мероприятия по обеспечению транспортировки газа по магистральной сети Средняя Азия — Центр. Велось активное разбуривание и доразведка участка тремя буровыми установками.

Газ, добываемый в рамках проекта, поставляется по трубопроводу Средняя Азия – Центр или Бухара – Урал до границы с Казахстаном, где продается по цене, официально зафиксированной в соглашении между Россией и Узбекистаном. В 2007 году данная цена составляла 100 долл./1 000 м³. С 1 января 2008 года она была увеличена до 130 долл./1 000 м³, а с 1 июля 2008 года вырастет до 160 долл./1 000 м³ (см. раздел «Ценовая конъюнктура и налоговое окружение» на стр. 18).

В 2008 году на промысле Хаузак планируется ввести в эксплуатацию 12 новых добывающих скважин и добыть 2,5 млрд м³ газа. Кроме этого, планируется уточнить геологическую модель участка и провести пересчет запасов.

Доказанные запасы по проекту Кандым — Хаузак — Шады на начало 2008 года составляют 3 338 млрд фут³ газа и 6,5 млн барр. нефти и газового конденсата (в том числе доля Компании — 3 290 млрд фут³ газа и 6,4 млн барр. нефти и конденсата). Максимальный уровень добычи по проекту в целом составляет около 12 млрд м³ газа, что превышает суммарный объем добычи природного газа группой «ЛУКОЙЛ» в 2007 году. Более подробная информация о проекте Кандым — Хаузак — Шады в разделе «Регион: Узбекистан» на стр. 107.



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ

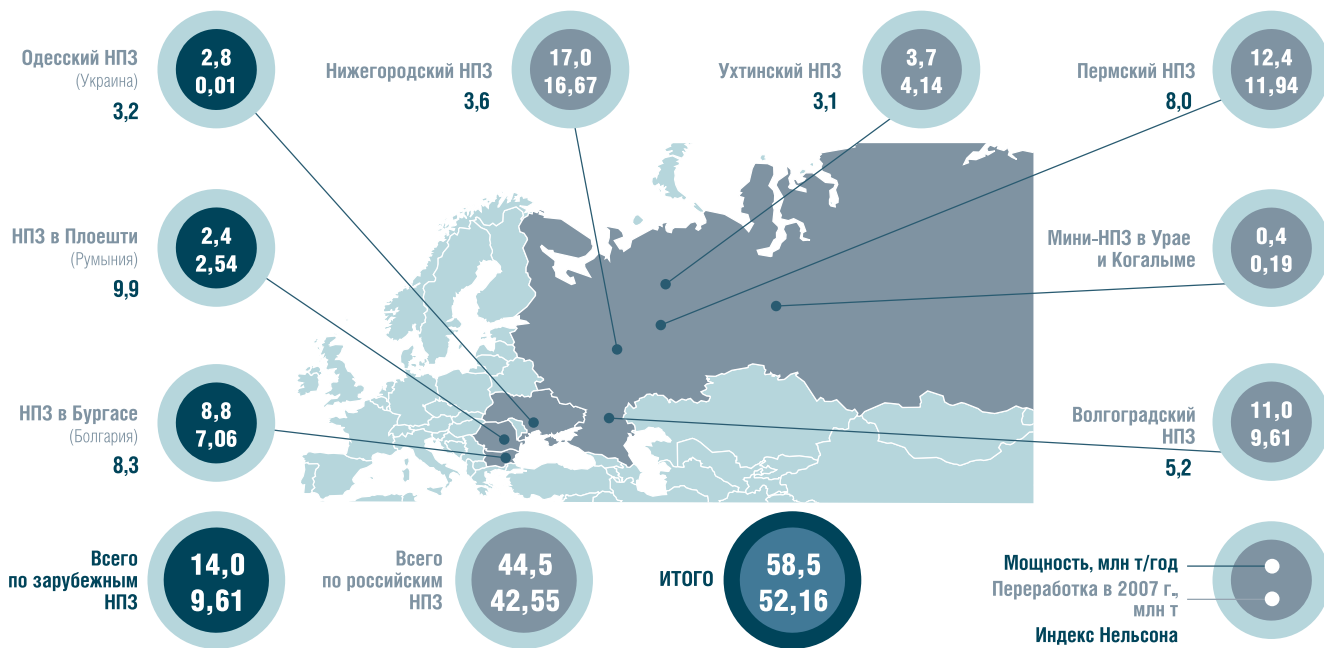
СТРАТЕГИЯ

- Максимизация объемов переработки
- Производство высококачественных и экологически чистых нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью
- Увеличение выхода светлых нефтепродуктов
- Контроль за производственными издержками

Чистая прибыль бизнес-сегмента «Переработка и сбыт» в 2007 году достигла исторического рекорда – 4 770 млн долл. (на 31% больше, чем в 2006 году). Столь высокие финансовые результаты были достигнуты прежде всего благодаря повышению объемов переработки и розничной реализации на фоне благоприятного макроэкономического окружения и роста эффективности деятельности в данном сегменте. Чистая прибыль нефтехимического сектора составила 148 млн долл., что на 54% больше по сравнению с 2006 годом.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



2007 год стал годом стремительного развития нефтепереработки группы «ЛУКОЙЛ», особенно российских НПЗ, благодаря активной модернизации и расширению перерабатывающих мощностей, а также на фоне высокого уровня маржи нефтепереработки.

Объем переработки нефти Компанией с учетом процессинга на сторонних НПЗ достиг 56,77 млн т, что на 5,4% больше, чем в 2006 году. В том числе на собственных НПЗ было переработано 52,16 млн т (на 6,7% больше по сравнению с 2006 годом). В 2007 году ЛУКОЙЛ продолжил реализацию программы модернизации и реконструкции

НПЗ: капитальные вложения в этой области составили 830 млн долл. Осуществлялась также консолидация нефтеперерабатывающих активов Группы. В частности, была увеличена доля в уставном капитале Нижегородского НПЗ до 96,91%. Инвестиции в НПЗ Компании в 2007 году составили 157 млн долл.

Продолжались модернизация и расширение мощностей НПЗ Компании. Были введены две новые установки изомеризации общей мощностью более 800 тыс. т/год, одна установка изомеризации *n*-бутана мощностью 50 тыс. т/год и одна установка висбрекинга мощностью 800 тыс. т/год. В соответствии с Программой стратеги-

В отчетном году на рынке нефтепродуктов наблюдалась благоприятная ценовая конъюнктура. Рост цен на основные нефтепродукты в России составил от 5 до 15%. Так, например, оптовые цены на бензин (без НДС) в России были на 14% выше по сравнению с 2006 годом, цены на дизельные топливо выросли на 6%, на мазут — на 11%. Рост цен на бензин и дизельное топливо в Европе составил около 10% по сравнению с уровнем 2006 года, на мазут — почти 20%. Налоговое окружение также было благоприятным для перерабатывающего сегмента. Акцизы на нефтепродукты в России не изменились.

Российская маржа нефтепереработки в отчетном году более чем в два раза превышала среднее значение за предыдущие три года. Основным фактором формирования российской маржи нефтепереработки является разница между экспортными пошлинами на нефть и нефтепродукты. Например, в 2007 году экспортная пошлина на светлые нефтепродукты в среднем составляла чуть более 73% от экспортной пошлины на нефть, а экспортная пошлина на темные нефтепродукты — лишь 39,5%. Данное соотношение примерно соответствует уровню 2006 года и поддерживается государством на неизменном уровне с целью развития российской нефтепереработки. Таким образом, при прочих равных условиях, чем выше экспортная пошлина на нефть, тем выше российская маржа нефтепереработки. Следует также отметить более высокий уровень цен на внутреннем рынке нефтепродуктов в 2007 году по сравнению с экспортной альтернативой. Это также было одним из основных факторов, поддерживающих российскую маржу нефтепереработки на высоком уровне, так как около 40% продукции, производимой на российских НПЗ Компании, реализуется на внутреннем рынке.

Маржа нефтепереработки в Европе была более чем на 40% выше по сравнению со средним уровнем за предыдущие пять лет. Это связано с высоким уровнем спроса на нефтепродукты, в особенности на светлые, а также с дефицитом перерабатывающих мощностей, необходимых для выпуска продукции, соответствующей современным экологическим требованиям.

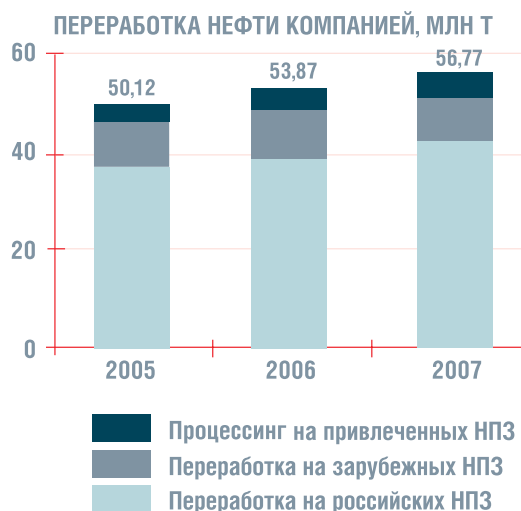
ческого развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2008–2017 годы предполагается, что к 2017 году объем переработки на существующих НПЗ Компании будет увеличен до 65 млн т/год, а индекс Нельсона (сложность НПЗ) достигнет 8,2 (5,8 в 2007 году). Планируется значительно увеличить выход бензина (с 14% в 2007 году до 20% в 2017 году) и дизельного топлива (с 28% в 2007 году до 36% в 2017 году). При этом выход мазута снизится до 13% (24% в 2007 году), а вакуумного газойля — до 3% (9% в 2007 году).

В 2007 году начаты работы по повышению эффективности НПЗ Компании в рамках реализации Программы по ликвидации разрывов и отставаний от мировых лидеров отрасли. Основными мерами по повышению эффективности являются оптимизация производственных мощностей и увеличение загрузки установок, повышение эффективности энергопотребления, оптимизация численности и ротация персонала, повышение надежности оборудования с увеличением его межремонтного пробега, а также стандартизация бизнес-процессов и систем.

■ РОССИЙСКИЕ НПЗ

Объем переработки на собственных российских заводах группы «ЛУКОЙЛ» был увеличен на 7,7%, до 42,55 млн т. При этом уровень загрузки НПЗ составил в 2007 году 96,5%, что является максимальным показателем за всю историю Компании. Для получения дополнительной прибыли от сложившегося благоприятного макроэкономического окружения Компанией было поставлено на процессинг 3,59 млн т нефти на уфимские НПЗ.

В 2007 году доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов российскими НПЗ Компании (без учета мини-НПЗ) выросла до 83,5% (76,6% в 2006 году). Глубина переработки нефти составила 74,0%, а выход светлых нефтепродуктов — 49,9%. Относительно



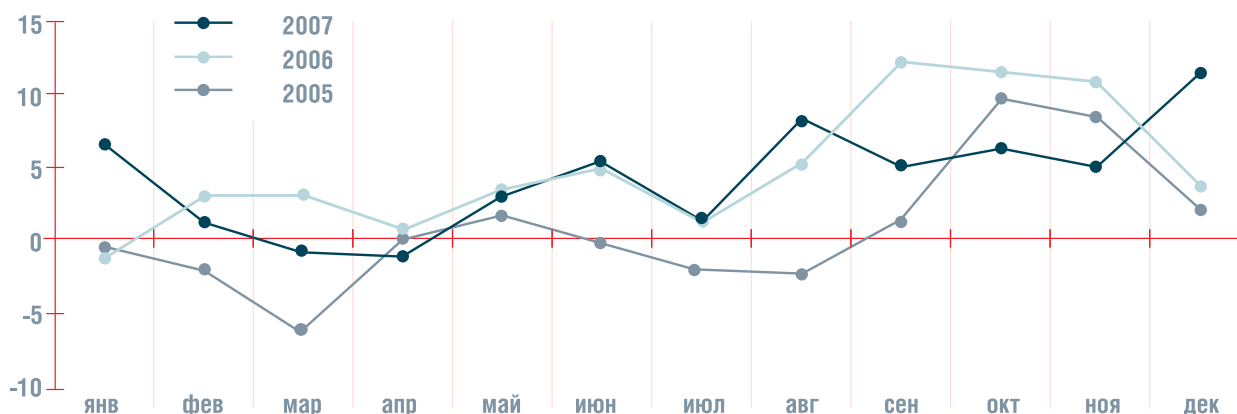
2006 года значительно всего возросло производство мазута (+18,4%), печного топлива (+13,9%) и автомобильных бензинов (+11,4%).

В течение 2007 года российскими НПЗ проводились мероприятия по сокращению операционных затрат и повышению эффективности. Результатом этой работы стало сокращение безвозвратных потерь на заводах с 0,70 до 0,65%. Безвозвратные потери на Нижегородском (0,38%) и Ухтинском (0,22%) НПЗ — одни из самых низких в российской нефтеперерабатывающей отрасли. Кроме того, за 2007 год среднесписочная численность работников российских НПЗ сократилась на 2%.

Капитальные вложения в модернизацию российских НПЗ в 2007 году составили 606 млн долл., инвестиции — 157 млн долл.

В 2007 году на **Пермском НПЗ** была построена и введена в эксплуатацию установка изомеризации мощностью по продукции 450 тыс. т/год. Новая установка позволяет сократить долю покупных высокооктановых добавок, увеличить объем производства высокооктановых

МАРЖА НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ (СРЕДНИЙ НПЗ БЕЗ КАТКРЕКИНГА В ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ), ДОЛЛ./БАРР.



автобензинов и снизить в товарном бензине содержание бензола, ароматических углеводородов и серы до уровня требований европейских стандартов Евро-3 и Евро-4. Экономический эффект (NPV) от строительства установки оценивается в 85 млн долл.

На заводе была также введена в эксплуатацию автоматизированная станция смешения автомобильных бензинов мощностью 6,5 тыс. т/сут. С ее помощью в автоматическом режиме могут производиться товарные бензины любых марок. Это позволяет снизить технологические запасы НПЗ и, соответственно, величину его оборотного капитала, а также увеличить объемы выпуска бензинов.

Кроме того, в 2007 году была увеличена мощность Пермского НПЗ с 12,0 до 12,4 млн т/год за счет реконструкции ректификационных колонн на установках АВТ.

На **Волгоградском НПЗ** в 2007 году была введена в эксплуатацию установка изомеризации мощностью по продукции 370 тыс. т/год. Новая установка позволяет увеличить выход высокооктановых бензинов, соответствующих стандартам Евро-3 и Евро-4. Экономический эффект (NPV) от строительства оценивается в 50 млн долл.

На **Ухтинском НПЗ** в 2007 году была пущена новая установка висбрекинга гудрона мощностью 800 тыс. т/год. Установка висбрекинга позволит повысить глубину переработки, значительно сократить выпуск мазута и увеличить производство вакуумного газойля. Экономический эффект (NPV) оценивается в 94 млн долл.

На **Нижегородском НПЗ** был завершён основной объём работ в рамках строительства установки висбрекинга гудрона проектной мощностью по сырью в 2,4 млн т/год. Ввод установки в эксплуатацию намечен на 2 квартал 2008 года. Экономический эффект (NPV) проекта оценивается в 383 млн долл. благодаря увеличению глубины переработки и росту эффективности производства.

Кроме того, в рамках первого этапа модернизации (2006–2010 годы) ведется строительство комплекса каталитического крекинга. В результате создания комплекса завод сможет полностью перейти на производство автомобильных бензинов по стандарту Евро-4 (с 2006 года НПЗ производит бензины по стандарту Евро-3), а совокупный объем выпуска моторных топлив возрастет в полтора раза. К 2010 году улучшатся качественные показатели деятельности завода: индекс Нельсона вырастет до 7,4 (3,6 в 2007 году), выход светлых нефтепродуктов — до 60% (42,6% в 2007 году), а доля высокооктановых бензинов в общем объеме производства бензинов достигнет 100% (86,6% в 2007 году). Ввод комплекса в эксплуатацию позволит увеличить годовой показатель EBITDA завода на 240 млн долл. (в ценах 2007 года).

■ ЗАРУБЕЖНЫЕ НПЗ

Объем переработки на зарубежных НПЗ Группы вырос в 2007 году на 2,5% и достиг 9,61 млн т. С учетом процессинга ЛУКОЙЛ переработал 10,63 млн т нефти (на 4,1% меньше, чем в 2006 году). Снижение связано с сокращением поставок на привлеченные НПЗ за рубежом на 39,9% в результате переориентации потоков нефти на переработку в России. Средняя загрузка мощностей НПЗ в Плоешти (Румыния) и Бургасе (Болгария) составила в 2007 году 85,8%, что несколько выше уровня 2006 года.

Глубина переработки нефти в среднем по зарубежным заводам увеличилась до 81,0% (80,4% в 2006 году). Выход светлых нефтепродуктов составил 64,1% (66,1% в 2006 году). Некоторое снижение выхода светлых связано с внеплановыми остановками установок каталитического крекинга на НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ, а также с внеплановыми ремонтами установок каталитического крекинга и атмосферной дистилляции на НПЗ в Бургасе. Безвозвратные потери составили 1,11%. Доля высокооктановых бензинов в общем объеме выпуска бензинов в 2007 году, как и в предыдущем, составила 100%.

Относительно 2006 года на зарубежных НПЗ Группы значительно всего возросло производство авиатоплива (+20,5%) и кокса (+13,5%). Производство автомобильных бензинов выросло на 1,8%, дизельного топлива — на 3,5%.

Капитальные вложения в модернизацию зарубежных НПЗ составили в 2007 году 224 млн долл.

На **НПЗ в Бургасе** (Болгария) было завершено строительство установки изомеризации *n*-бутана мощностью 50 тыс. т/год. Пуск установки позволяет увеличить выработку сырья для установки сернокислотного алкилирования. Это повышает гибкость процесса производства высокооктановых бензинов (благодаря росту выпуска высокооктанового компонента бензина — алкилата) и увеличивает потенциал завода по их производству. Экономический эффект (NPV) от пуска новой установки превышает 70 млн долл.



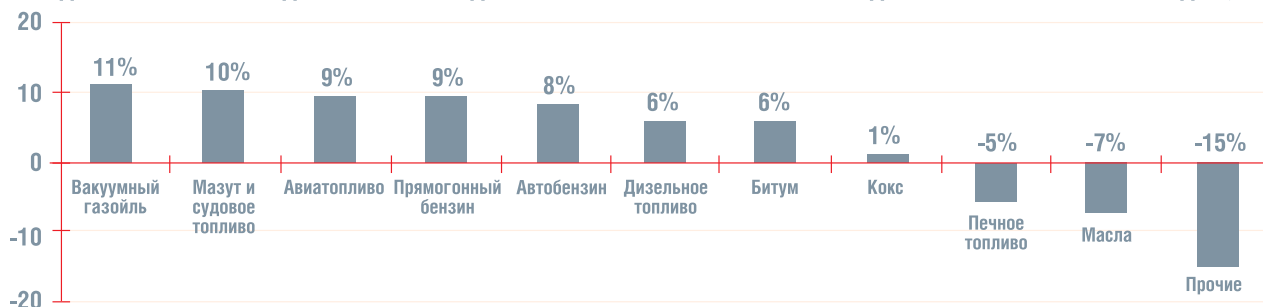
На **НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ** (Румыния) в 2007 году был запущен турбогенератор мощностью 25 МВт, в результате чего совокупная установленная электрическая мощность ТЭЦ завода достигла 61 МВт. Это позволяет существенно повысить надежность электроснабжения предприятия, полностью обеспечить потребности НПЗ в электрической и тепловой энергии, а также наладить возможные поставки тепловой энергии на нужды городского хозяйства г. Плоешти. Таким образом, выполнен первый этап реконструкции ТЭЦ. В целом проект реконструкции предусматривает также строительство во втором полугодии 2009 года котлоагрегата тепловой мощностью 245 МВт, который будет использовать в качестве топлива нефтяной кокс. Это топливо уже производится на НПЗ, и оно существенно дешевле мазута, используемого в настоящее время на ТЭЦ.

Кроме этого, на НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ был введен автоматизированный комплекс, позволяющий оперативно управлять технологическими процессами на отдельных

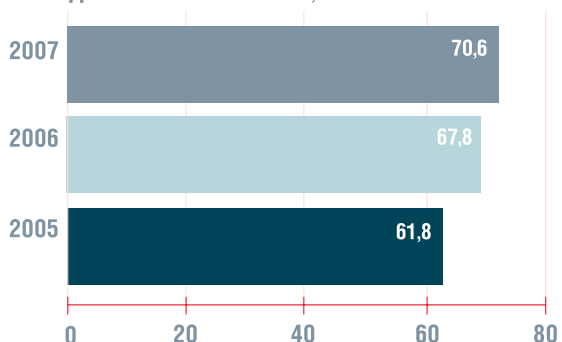
установках, а также в режиме реального времени реагировать на любые изменения в производственном цикле всего завода.

На **Одесском НПЗ** (Украина) был завершен первый этап реконструкции, которая началась в августе 2005 года. В соответствии с программой первого этапа были реконструированы установка АВТ и ряд объектов общезаводского хозяйства. В 2007 году была успешно проведена эксплуатация НПЗ в тестовом режиме. В 2008 году в рамках второго этапа модернизации была построена установка висбрекинга, которая позволит снизить выход мазута и увеличить выход вакуумного газойля. В апреле 2008 года Одесский НПЗ был вновь введен в эксплуатацию. В результате завершения модернизации предприятия глубина переработки возрастет с 56 до 78%. Экономический эффект (NPV) от модернизации оценивается в 87 млн долл.

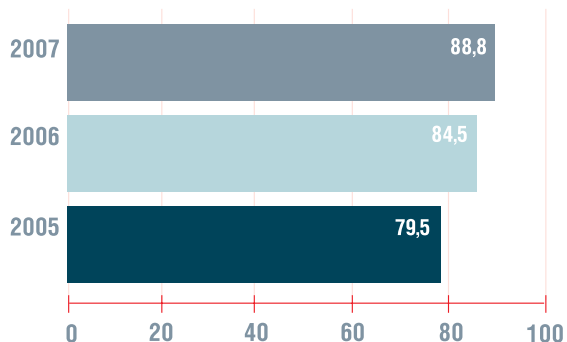
ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НПЗ КОМПАНИИ В 2007 ГОДУ ПО СРАВНЕНИЮ С 2006 ГОДОМ, %¹



ДОЛЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ 0,05% И МЕНЕЕ В ОБЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, %¹



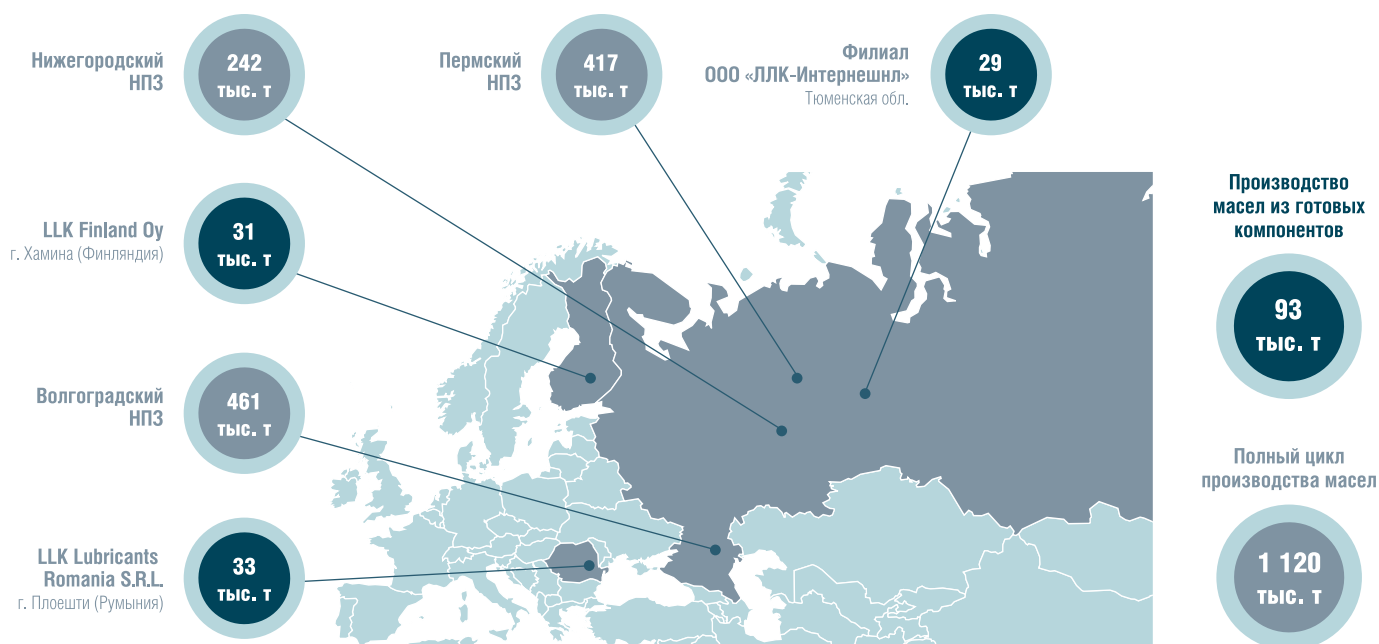
ДОЛЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ В ОБЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ АВТОБЕНЗИНОВ, %¹



¹ Без учета мини-НПЗ.

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА ЗАВОДАХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



Производство и продажа масел — важное направление деятельности группы «ЛУКОЙЛ». Масла производятся на НПЗ Группы в Перми, Волгограде и Нижнем Новгороде. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общероссийском производстве масел составляет почти 45%. Компания занимается также смешением масел из готовых компонентов (собственных и закупаемых у третьих лиц) на мощностях в России, Румынии и Финляндии. ЛУКОЙЛ выпускает около 120 марок масел, отвечающих современным международным требованиям. Среди них — базовые масла (используются в качестве сырья для производства готовых к применению масел, смазок, присадок), индустриальные масла для промышленного оборудования, моторные и трансмиссионные масла для всех видов транспорта.

В 2007 году производство масел на НПЗ Компании составило 1,12 млн т. Кроме того, объемы смешения и фасовки масел (в том числе произведенных на НПЗ Группы) на других заводах Компании составили почти 100 тыс. т.

В отчетном году были внедрены новые спецификации на базовые масла и организовано производство улучшенных базовых масел, проведена работа по повышению отборов целевых продуктов и снижению энергопотребления. С целью создания добавленной стоимости по побочным продуктам было начато производство специальных видов продукции (осевые масла для ОАО «РЖД», промывочные моторные масла, состав для защитных покрытий). Всего в течение года было начато производство 21 нового и реформулированного продукта.

В 2007 году группа «ЛУКОЙЛ» вступила в Техническую ассоциацию европейских производителей масел ATIEL (Association Technique de L'Industrie Européenne des Lubrifiants). Члены ассоциации — 16 крупнейших производителей масел — решают технические вопросы, устанавливают правила взаимозаменяемости масел, согласовывают компромиссные решения с производителями двигателей и разработчиками присадок, разрабатывают регламенты и процедуры испытаний по новым спецификациям масел. Вступление в ATIEL означает признание

Моторные масла «ЛУКОЙЛ» соответствуют международным требованиям, предъявляемым Обществом автомобильных и авиационных инженеров (SAE), Американским институтом нефти (API), Европейским союзом автомобильных производителей (ACEA) и Ассоциацией автомобильных инженеров России (ААИ). Наши масла созданы по самым передовым технологиям с использованием эффективных присадок зарубежных и отечественных производителей.

Высокий уровень эксплуатационных свойств масел «ЛУКОЙЛ» отмечен крупными автопроизводителями в России и за рубежом. Моторные масла Компании прошли испытания в западных сертификационных центрах на двигателях DaimlerChrysler, BMW, Volkswagen, MAN, Porsche, Volvo, Renault trucks, Cummins и были одобрены к применению.

ОАО «ЛУКОЙЛ» равноправным членом европейского рынка и дает возможность Компании активно участвовать в формировании стандартов качества для производителей масел, тесно сотрудничать с производителями двигателей и промышленного оборудования.

В 2007 году успешно развивалось совместное с белорусским заводом «Нафтан» предприятие по производству присадок, созданное в 2006 году. В отчетном году СП обеспечило около 40% потребностей группы «ЛУКОЙЛ» в присадках. При этом в среднесрочной перспективе этот показатель достигнет 80%.

Непрерывное повышение качества и расширение ассортимента масел Компании способствует росту спроса. Так, в 2007 году объемы продаж фасованных и фирменных масел «ЛУКОЙЛ» выросли на 17%. Завершен первый этап реструктуризации бизнеса фасованных масел на зарубежных рынках, в результате чего рост экспортных продаж фирменной фасованной продукции на Украину составил 70%, в Белоруссию — 75%, в Казахстан — 20%.

Отличительной чертой современного подхода Компании к бизнесу масел является наличие системы управления клиентскими отношениями. ЛУКОЙЛ — одна из первых компаний в отрасли, которая предлагает комплексный сервис, обеспечивая полное сопровождение товара, начиная с размещения клиентской заявки на его отгрузку и заканчивая организацией утилизации отработанных масел. Это позволяет Компании реализовывать конечному потребителю более 80% производимой продукции.

В отчетном году ЛУКОЙЛ продолжил налаживать тесное сотрудничество с производителями техники и

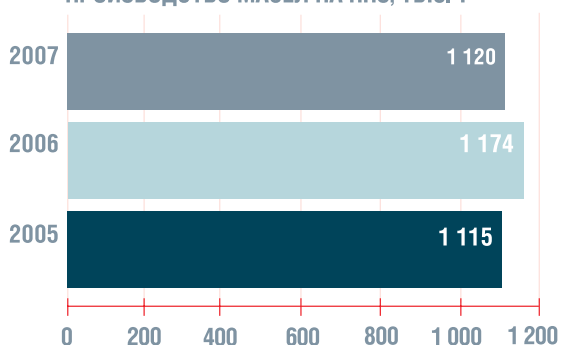


ассоциациями индустрии, в результате чего было получено 33 одобрения, в том числе для масел первой и сервисной заправки. Доля Компании в объеме продаж масел первой заправки российским производителям автомобилей достигла рекордных 97%. Реализовывалась программа получения одобрений ведущих мировых производителей судовых двигателей.

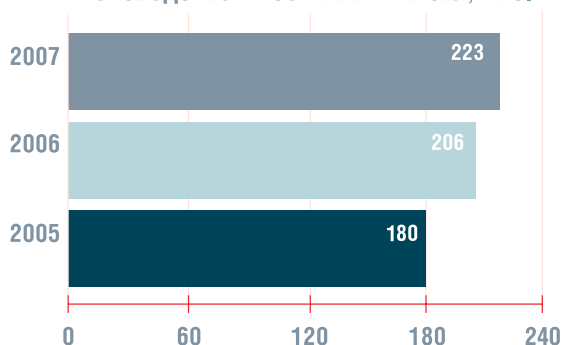
Масла, производимые Компанией, реализуются в 30 странах мира, причем моторные масла под брендом Teboil реализуются во многих странах Западной Европы, что подтверждает их высокое качество и экологическую безопасность. В 2007 году началась реализация масел, производимых на заводах группы «ЛУКОЙЛ», напрямую конечным потребителям в Италии, Франции, Голландии, Бельгии, Греции, а также через дочерние общества и трейдеров в страны Африки и Турцию. В отчетном году Группа выиграла тендер на поставку базовых масел сирийской государственной компании Sytrol. Компания планирует значительно расширить сеть продаж масел в странах ближнего зарубежья, Прибалтике, а также в странах Юго-Восточной Азии.

В 2007 году ЛУКОЙЛ уделял повышенное внимание росту эффективности продаж масел. Так, был приведен в соответствие с рыночными условиями ассортимент фирменной фасованной продукции, разработана и внедрена стратегия ценообразования на фирменную продукцию Компании. Кроме того, в 2007 году были осуществлены первые продажи базовых масел по долгосрочным контрактам с привязкой к европейским котировкам.

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА НПЗ, ТЫС. Т



ПРОИЗВОДСТВО ФАСОВАННЫХ МАСЕЛ, ТЫС. Т



ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

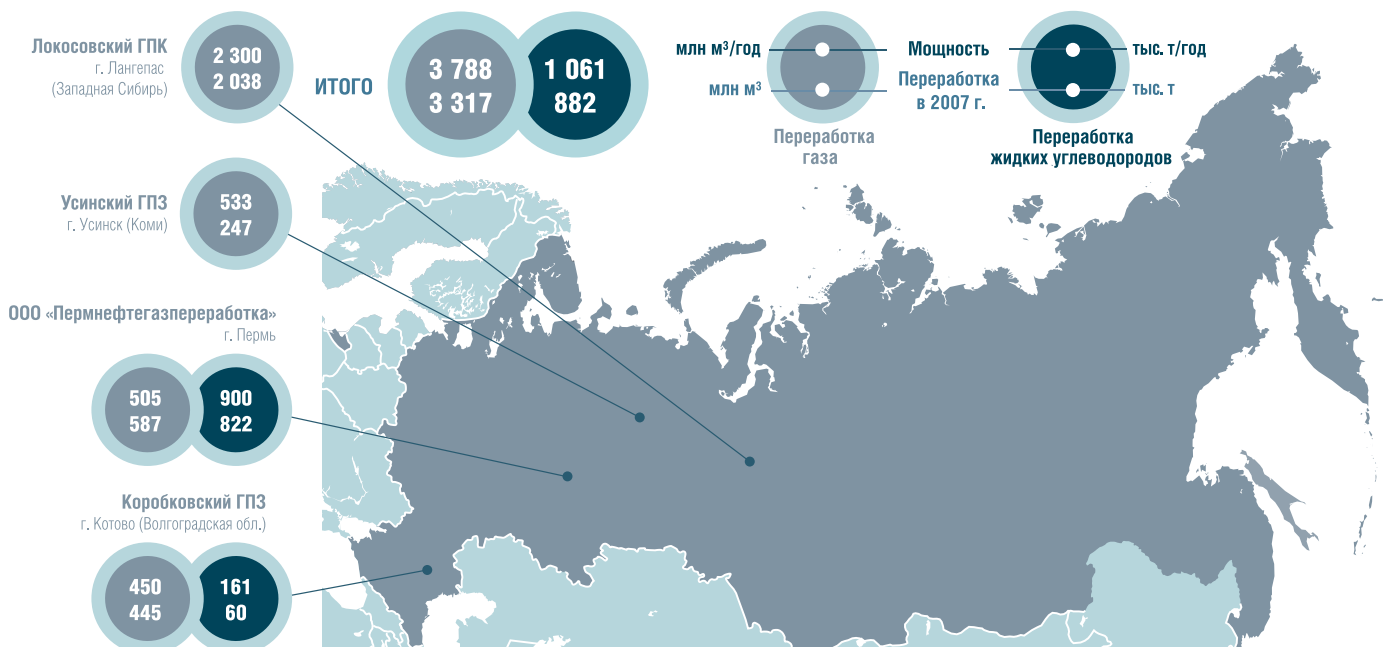
Газоперерабатывающие заводы Компании обеспечивают переработку добываемого в России попутного нефтяного газа и производство из него товарного газа, сдаваемого в газопроводную систему компании «Газпром», и жидких углеводородов.

В 2007 году газоперерабатывающими заводами группы «ЛУКОЙЛ» переработано 3 317 млн м³ газового сырья и 882 тыс. т широкой фракции легких углеводородов. По сравнению с 2006 годом объем переработки газового сырья увеличился на 25%, широкой фракции легких углеводородов — на 40%. Существенный рост объемов переработки объясняется расширением мощностей Локосовского комплекса, которое было завершено в 2006 году. На заводах Компании было выработано 2 595 млн м³ отбензиненного газа. Было выработано также 960 тыс. т сжиженных газов, что на 36% больше, чем в 2006 году. Было произведено 873 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции, широкая фракция легких углеводородов), что на 38% больше по сравнению с 2006 годом.

В 2007 году на заводе ООО «Пермнефтегазпереработка» введена в строй новая железнодорожная эстакада по наливу сжиженных углеводородных газов и приему сырья для переработки. Новый объект позволит в 1,5 раза увеличить производительность технологической линии слива и налива, и, в частности, дополнительно принять до 500 тыс. т/год широкой фракции легких углеводородов для дальнейшей переработки на заводе.



ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



НЕФТЕХИМИЯ

НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



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

В соответствии со стратегией развития нефтехимического сектора ЛУКОЙЛ планомерно увеличивает производство продукции с высокой добавленной стоимостью (полимеры, мономеры и продукция органического синтеза) и снижает производство продукции с низкой добавленной стоимостью (побочные продукты пиролиза, топливные фракции). В 2007 году на нефтехимических заводах группы «ЛУКОЙЛ» было произведено 2 041 тыс. т товарной продукции, в том числе 844 тыс. т полимеров и мономеров, 578 тыс. т продукции органического синтеза и 611 тыс. т продукции пиролиза и топливных фракций. Компания произвела 477,8 тыс. т полиэтилена (на 6,8% больше, чем в 2006 году), 225,0 тыс. т пропилена (на 3,2% меньше по сравнению с 2006 годом) и 82,9 тыс. т полипропилена (на 18,1% больше, чем в 2006 году). Чистая прибыль нефтехимического сектора составила 148 млн долл., что на 54% больше по сравнению с 2006 годом.

В отчетном году на рынке нефтехимической продукции сложилась благоприятная ценовая конъюнктура. Так, рыночная цена полиэтилена в Европе увеличилась на 8%, а в России — на 4%; цены реализации полипропилена в Европе выросли на 7%, в России несколько снизились (на 3%). По

сравнению с 2006 годом рыночная цена бензола в Европе увеличилась на 10%, в России — на 2%.

В рамках стратегии развития нефтехимического сектора группы «ЛУКОЙЛ» в 2007 году осуществлялась реализация мероприятий, направленных на модернизацию существующих и создание новых производств. Капитальные расходы Группы в нефтехимическом секторе составили 171 млн долл., инвестиции — 20 млн долл.

В 2007 году ООО «Отечественные полимеры», совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и ОАО «СИБУР», приобрело контрольный пакет акций ОАО «ПОЛИЭФ» — единственного в России полиэфирного комплекса и производителя терефталевой кислоты (ТФК). Объем производства предприятия в 2007 году составил около 180 тыс. т. Мощность комплекса — 230 тыс. т/год. ТФК является сырьем для производства полиэтилен-терефталата (ПЭТФ), который широко используется в текстильной, упаковочной и других отраслях промышленности. Пуск производства ПЭТФ мощностью 120 тыс. т/год из собственной ТФК запланирован на 1 полугодие 2008 года.

В 2007 году на ООО «Саратоворгсинтез» была построена установка по производству цианида натрия мощностью 15 тыс. т/год. Ввод установки в промышленную эксплуатацию состоялся в 1 квартале 2008 года. Процесс производства цианида натрия основан на технологии компании DuPont, которая отличается высокой надежностью и безопасностью. Цианид натрия используется в золотодобыче для отделения благородных металлов от рудной породы. В настоящее время потребности горнодобывающей промышленности России, которые оцениваются в 20 тыс. т/год, почти полностью



обеспечиваются импортными поставками. Экономический эффект (NPV) от новой установки оценивается в 20 млн долл.

В 2007 году на **ООО «Карпатнефтехим»** велось строительство производства хлора и каустика по мембранной технологии, которая позволит получать до 200 тыс. т/год каустической соды. Ввод объекта запланирован на 3 квартал 2008 года. Экономический эффект (NPV) от новой установки оценивается более чем в 200 млн долл. Кроме того, велось строительство установки по производству суспензионного поливинилхлорида мощностью 300 тыс. т/год. Интеграция этого производства с производством винилхлорида значительно повысит общую эффективность производства. Экономический эффект (NPV) оценивается в 140 млн долл.

В 2007 году на заводе проводилась реконструкция узла подачи сырья на печи пиролиза. Целью реконструкции была частичная замена прямогонного бензина, используемого в качестве сырья, на более дешевую фракцию *n*-бутана (до 20 тыс. т/месяц) при производстве этилена. Реконструкция была завершена в 1 квартале 2008 года. Экономический эффект (NPV) оценивается в 65 млн долл.

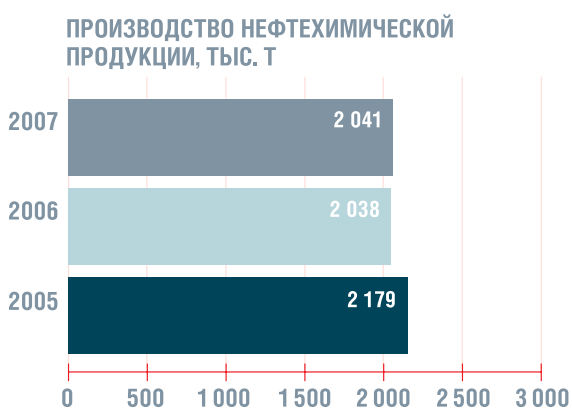
В отчетном году на **ООО «Ставролен»** была введена в эксплуатацию установка по производству полипропилена проектной мощностью 120 тыс. т/год. Эта установка — первый объект такого рода в составе нефтехимического комплекса Компании в России. Технологический процесс «Юнипол», на котором основан проект установки, разработан компанией DOW Chemical. По сравнению с другими методами производства полипропилена этот технологический процесс отличается большей экологической безопасностью, так как в нем отсутствуют основные источники вредных выбросов в атмосферу. Эта технология позволит получать ударопрочный и морозостойкий полипропилен, а также его различные модификации, используемые в медицине и сельском хозяйстве. Вырабатываемый полипропилен общего назначения будет поставляться на российские предприятия для производства волокон и нитей, труб, технических изделий, товаров народного потребления. Экономический эффект (NPV) от новой установки оценивается в 130 млн долл.

В 2007 году на заводе проводился также монтаж новой линии компаундирования полиэтилена. Ввод в эксплуатацию запланирован на 2 квартал 2008 года. Реализация проекта направлена на улучшение качества готовой продукции.

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» в Каспийском регионе. Этот проект нацелен на увеличение добавленной стоимости при углублении переработки газового сырья, а также на максимально эффективную химическую переработку этана, широкой фракции легких углеводородов и газового конденсата. Он предусматривает также комплексную переработку природного газа и его компонентов в продукты основного органического синтеза, полиэтилен, полипропилен и другую нефтехимическую продукцию. В 2007 году завершилась разработка технико-экономического обоснования строительства комплекса с выбором конфигурации и структуры товарной продукции. Предварительно было решено построить газоперерабатывающий завод мощностью более 6 млрд м³/год газа в п. Артезиан (Республика Калмыкия), откуда углеводородное сырье в объеме более 1 млн т/год по продуктопроводу будет поступать на глубокую переработку на ООО «Ставролен». В связи с этим на ООО «Ставролен» будет создано новое крупное производство этилена и его производных. Суммарная мощность завода возрастет до 950 тыс. т/год этилена, 900 тыс. т/год полиэтилена,

300 тыс. т/год полипропилена. Кроме того, отбензиненный газ, производимый на Каспийском ГПЗ, будет поставляться на энергетические активы Компании в Южном федеральном округе.

На 2008 год запланировано проведение концептуального инжиниринга для комплекса производства этилена и его производных на базе углеводородного сырья Северного Каспия, а также проведение переговоров по заключению договоров на лицензирование, поставку оборудования и строительство установок производства этилена, полипропилена, полиэтиленов высокой и низкой плотности.





ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ

СТРАТЕГИЯ

- Оптимизация логистики: контроль за транспортными затратами
- Оперативное управление товарными потоками
- Увеличение эффективности торговых операций
- Увеличение объемов розничной реализации нефтепродуктов и сопутствующих продукции и услуг
- Оптимизация сети АЗС

ПОСТАВКИ НЕФТИ

Суммарный объем поставок нефти Компанией в 2007 году составил 97,8 млн т, что соответствует уровню 2006 года. В отчетном году в связи с ростом экспортных пошлин и маржи нефтепереработки на российском рынке нефти наблюдалась благоприятная конъюнктура. Поэтому ЛУКОЙЛ для максимизации прибыли оперативно перенаправлял объемы нефти с малоэффективных экспортных направлений на внутренний рынок страны и собственные и привлеченные российские НПЗ.



В отчетном году в России было продано 1,60 млн т нефти, что на 12,0% меньше по сравнению с 2006 годом. На собственных НПЗ Компании в России было переработано 42,55 млн т, что на 7,7% больше, чем в 2006 году. Кроме того, ЛУКОЙЛ увеличил поставки на привлеченные российские НПЗ на 9,1%, до 3,59 млн т, на фоне благоприятной ситуации на внутреннем рынке. В 2007 году в России было закуплено 47 тыс. т нефти по сравнению с 1,85 млн т в 2006 году. Снижение закупок объясняется консолидацией ООО «Геойлбент», на которое ранее приходился основной объем закупок.

Компании удается эффективно управлять транспортными затратами путем оптимизации маршрутов поставки. Так, в 2007 году при росте тарифов ОАО «АК «Транснефть» на 12,1%, рост затрат группы «ЛУКОЙЛ» на трубопроводные поставки тонны нефти на внутреннем рынке составил 9,5%.

В рамках оптимизации направлений потоков нефти в 2007 году достигнута договоренность с ОАО «АК «Транснефть» об обеспечении прокачки нефти на Волгоградский НПЗ из расчета 27,5 тыс. т/сут вместо прежних 26,4 тыс. т/сут. Это позволит увеличить переработку нефти на НПЗ. Экономический эффект оценивается в 15,8 млн долл./год. Кроме того, за счет организационно-технических мероприятий к концу 2007 года увеличена поставка нефти на переработку на Нижегородский НПЗ с 43 до 49 тыс. т/сут. Экономический эффект оценивается в 70 млн долл./год.

Экспорт нефти из России дочерними обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) снизился по сравнению с 2006 годом на 4,5%, или до 42,15 млн т, в результате переориентации части экспортных потоков на внутренний рынок. В страны дальнего зарубежья было экспортировано 38,10 млн т, в страны ближнего зарубежья — 4,05 млн т. В 2007 году Компания эффективно управляла направлениями экспортных поставок, выбирая наиболее выгодные. Основными направлениями экспорта нефти были порты Приморск и Новороссийск. На них пришлось 50% экспортных поставок (46% в 2006 году). Еще 13% пришлось на поставки в Германию по нефтепроводу «Дружба» (16% в 2006 году).

Основная часть экспорта в 2007 году осуществлялась через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть». Объем таких поставок составил 39,99 млн т (на 3,6% меньше, чем в 2006 году), а их доля в суммарном экспорте выросла по сравнению с 2006 годом с 94 до 95%. При этом благодаря работе по повышению эффективности транспортировки и выбору наиболее выгодных маршрутов поставки средние затраты на трубопроводную транспортировку тонны нефти на экспорт выросли на 7,3%, что почти на 4 п.п. ниже роста тарифов ОАО «АК «Транснефть». Благодаря достаточному объему трубопроводных мощностей, предоставляемых ОАО «АК «Транснефть» для экспорта нефти, а также в связи с направлением дополнительных объемов нефти на загрузку российских НПЗ, Компания не использовала для экспорта нефти инфраструктуру собственных НПЗ. По тем же причинам объем экспорта, осуществляемого

В 2007 году были практически завершены работы по строительству уникального Варандейского терминала на Баренцевом море, который позволит осуществлять круглогодичную транспортировку до 12,0 млн т нефти из Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, в первую очередь с Южно-Хыльчюуского месторождения. В отчетном году капитальные вложения в проект составили около 620 млн долл. Был полностью построен и опробован стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал, а также закончены работы по строительству двух резервуаров и укладке морского трубопровода. Кроме того, продолжались работы по строительству нефтепровода Южно-Хыльчюуское месторождение – Варандейский терминал, предназначенного для транспортировки нефти с Южно-Хыльчюуского месторождения и в перспективе нефтей южной части Тимано-Печоры до Варандейского терминала.

Строительство терминала планируется завершить в 2008 году. Проект включает строительство стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала, подводного нефтепровода, берегового резервуарного парка, а также морской перевалочной базы в районе Мурманска. Схема работы терминала будет следующей: челночные танкеры ледового класса дедвейтом 70 тыс. т будут поставлять нефть до плавучего нефтехранилища, расположенного в незамерзающих водах вблизи Мурманска, откуда линейные танкеры дедвейтом 150 тыс. т будут транспортировать нефть в Западную Европу и США.

минуя транспортную систему ОАО «АК «Транснефть», снизился в 2007 году до 2,16 млн т, или на 18,7%.

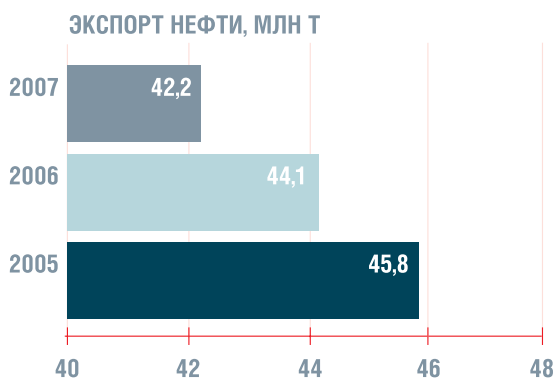
Компания продолжала развивать собственные экспортные мощности, которые позволяют ей сократить транспортные затраты и сделать транспортные схемы более гибкими. В 2007 году через собственные транспортные терминалы Компании было экспортировано 1,9 млн т нефти.

В 2007 году благодаря активной работе по улучшению ценовых формул увеличена стоимость реализации по экспортным поставкам нефти группы «ЛУКОЙЛ» практически по всем направлениям нефтепровода «Дружба». Суммарный дополнительный доход за счет улучшения формул ценообразования составил 10,1 млн долл. В частности, была улучшена формула продажи в Венгрию и Словакию на 25 центов на баррель, увеличена относительная цена по контрактам на поставку нефти в Чехию на 61 цент на баррель, улучшена формула цены на поставки в Германию на 26 центов на баррель.

В рамках работы по увеличению эффективности поставок нефти в 2007 году Компания начала применять новый подход к принципам ценообразования. Он позволяет учитывать изменения конъюнктуры мирового рынка при реализации нефти в России и странах ближнего зарубежья. Это оказало положительное влияние на качество принимаемых коммерческих решений за счет обоснованности и предсказуемости экономических результатов на этапе планирования поставок, что позволило получить дополнительный доход в размере около 20 млн долл.

Поставки нефти на зарубежные заводы группы «ЛУКОЙЛ» составили 9,61 млн т, увеличившись по сравнению с 2006 годом на 2,5%. Помимо поставок на собственные заводы Компания поставляла нефть также на процессинг на сторонних НПЗ (Нафтан и Мозырский НПЗ в Беларуси и сербский НПЗ Панчево). Объем таких поставок составил в отчетном году 1,02 млн т, снизившись на 39,9% по сравнению с 2006 годом в результате переориентации потоков нефти на переработку в России.

Кроме этого, на **международном рынке** было реализовано 39,41 млн т нефти, в том числе 2,71 млн т — в странах ближнего зарубежья и 36,70 млн т — в странах дальнего зарубежья.



ПОСТАВКИ ГАЗА

Газовый бизнес — это новый перспективный сегмент деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», развитие которого является стратегической задачей, направленной на коммерциализацию запасов газа и увеличение стоимости Компании.

В 2007 году объем реализации природного, попутного нефтяного и отбензиненного газа российскими предприятиями Группы составил 11 520 млн м³ (–2,7% к уровню 2006 года). Снижение объемов реализации связано с ограничениями закупок газа компанией «Газпром» с Находкинского месторождения.

Средняя цена реализации газа в 2007 году увеличилась с 690 руб. до 1 070 руб./тыс. м³ (1 052 руб./тыс. м³ в адрес ОАО «Газпром» и 1 117 руб./тыс. м³ в адрес конечных потребителей). Дополнительный доход от увеличения цен реализации в адрес Газпрома составил 133 млн долл., а от увеличения цен для прочих покупателей — 42 млн долл.

Увеличение средней цены реализации в адрес ОАО «Газпром» достигнуто благодаря заключению дополнительного соглашения о поставках природного

газа с месторождений Большехетской впадины по цене, значительно (на 35%) превышающей минимальную оптовую цену, установленную Федеральной службой по тарифам РФ для Ямало-Ненецкого АО.

В конце 2006 года группа «ЛУКОЙЛ» приступила к торговле газом в адрес прочих потребителей по рыночным ценам через Электронную торговую площадку ООО «Межрегионгаз», где в 2007 году было реализовано 702,2 млн м³ газа. В 2008 году через Электронную торговую площадку планируется реализовать до 1 млрд м³ газа.

В 2007 году ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» на паритетной основе создали совместное предприятие ООО «Газ-Ойл трейдинг» для обеспечения поставок потребителям природного, попутного и сухого отбензиненного газа группы «ЛУКОЙЛ» и других компаний. Создание СП позволит Компании обеспечить долгосрочный гарантированный сбыт газа, получить доступ к газотранспортной системе ОАО «Газпром», выйти на рынок конечных потребителей в регионах с максимальными ценами на газ, а также получить возможность приобретения дополнительных объемов газа у ОАО «Газпром».



СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

■ ОПТОВАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

В России оптовую торговлю нефтепродуктами осуществляют НПЗ и 8 организаций нефтепродуктообеспечения Группы, которые работают в 60 регионах страны. Из-за роста розничных продаж объем оптовых продаж нефтепродуктов в России в 2007 году сократился на 9,6% по сравнению с 2006 годом и составил 13,70 млн т.

В рамках повышения эффективности сбыта в 2007 году начато оперативное управление поставками нефтепродуктов с НПЗ Компании. Это позволило увеличить объемы реализации нефтепродуктов по прямым договорам с премией к среднерыночным оптовым ценам. В отчетном году была также внедрена новая система планирования поставок нефтепродуктов с НПЗ. Она заключается в составлении с контрагентами сводных подекадных графиков отгрузки нефтепродуктов на месяц и позволяет повысить прозрачность планирования поставок и увеличить объемы переработки.

В 2007 году из России на экспорт в ближнее и дальнее зарубежье было отгружено 25,1 млн т нефтепродуктов (на 22,0% больше, чем в 2006 году). Прирост экспорта нефтепродуктов по отношению к 2006 году был обеспечен увеличением производства и экспорта практически со всех российских НПЗ Компании. Основной объем экспорта (более 85%) приходится на мазут, дизельное топливо и вакуумный газойль.

Основным видом транспорта при поставке нефтепродуктов на экспорт является железнодорожный, которым в 2007 году экспортировано 83,5% нефтепродуктов. В отчетном году осуществлялась оптимизация железнодорожных поставок нефтепродуктов. Она заключалась в использовании собственных вагонов и вагонов частных компаний, в снижении тарифных ставок и получении скидок по основным экспортным направлениям. Таким образом Компания успешно справляется с задачей по сдерживанию роста стоимости железнодорожных перевозок: в 2007 году рост тарифов РЖД составил 13,0%, в то время как затраты Компании на железнодорожную перевозку тонны нефтепродуктов на экспорт выросли на 11,9%.

Экспорт нефтепродуктов осуществляется также водным и трубопроводным транспортом. В 2007 году ЛУКОЙЛ продолжил развивать собственные экспортные терминалы. В апреле 2007 года заключено Соглашение с ОАО «РЖД» о развитии железнодорожной инфраструктуры для обеспечения перевозки железнодорожным транспортом нефтепродуктов к терминалу в Высоцке в объеме до 12 млн т/год. Реализация Соглашения позволила увеличить объемы отгрузок нефтепродуктов через Высоцк на 2,5 млн т,

до 11,7 млн т, что привело к экономии транспортных затрат по сравнению с альтернативными маршрутами поставок в размере 60 млн долл.

В 2007 году ЛУКОЙЛ развивал новые направления поставок нефтепродуктов трубопроводным транспортом, в частности в Венгрию и Белоруссию (начаты поставки дизельного топлива). Дополнительная выручка при поставке в эти страны составила 15,6 млн долл. по сравнению с поставками через порт Высоцк.

В 2007 году практически в 1,5 раза увеличились поставки на экспорт в дальнее зарубежье (главным образом в США) автомобильного бензина марки Регуляр-92. Экспорт осуществлялся через порты Мурманск и Витино. Увеличение экспорта автомобильного бензина объясняется ростом объемов его производства российскими нефтяными компаниями и соответствующим увеличением предложения на внутреннем рынке.

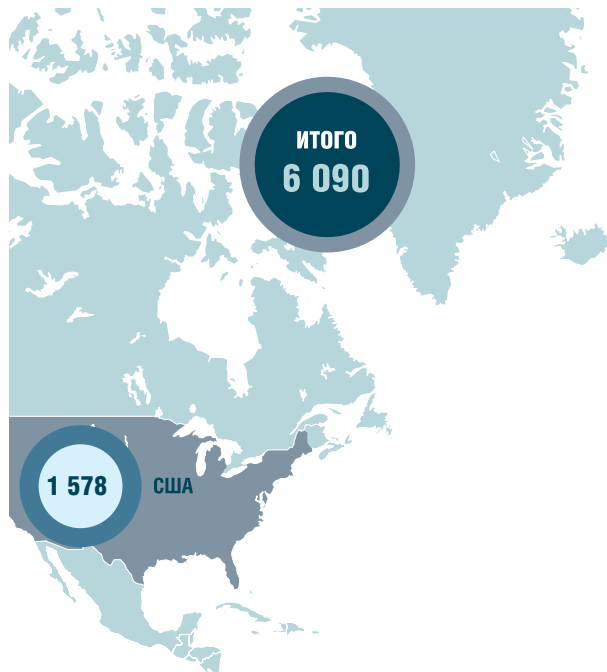
ЛУКОЙЛ активно развивает сегмент **международной торговли** нефтепродуктами, увеличивая масштабы и географическую диверсификацию этой деятельности. Целью международной торговли Компании является наиболее эффективное размещение собственных ресурсов, в том числе их продажа напрямую конечным потребителям, минуя сторонних трейдеров.

Торговые офисы группы «ЛУКОЙЛ» расположены в 15 странах мира. В 2007 году завершена подготовка к переходу к работе в режиме единого операционного реестра для улучшения координации и расширения масштабов торговых операций. В отчетном году ЛУКОЙЛ осуществлял поставки нефти и нефтепродуктов на рынки Европы, США, Азиатско-Тихоокеанского региона, а также наращивал объемы продаж в новых регионах — Африке, Латинской Америке, на Ближнем Востоке.

При размещении собственной продукции ЛУКОЙЛ осуществляет постоянный мониторинг глобальных рынков углеводородов. Это открывает перед Компанией возможность эффективно осуществлять арбитражные поставки как из собственных ресурсов, так и из ресурсов третьих лиц. Кроме того, для обеспечения наиболее полного соответствия запросам потребителей и требованиям к качеству нефтепродуктов Компания также занимается блендингом нефтепродуктов, включая биотопливо, на основных рынках сбыта.

Объем оптовых продаж нефтепродуктов на международном рынке в 2007 году составил 64,39 млн т, что на 11,9% больше по сравнению с 2006 годом.

СБЫТОВАЯ СЕТЬ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



* Включая 434 АЗС «Петрол-Болгария», которые осуществляют реализацию нефтепродуктов группы «ЛУКОЙЛ».

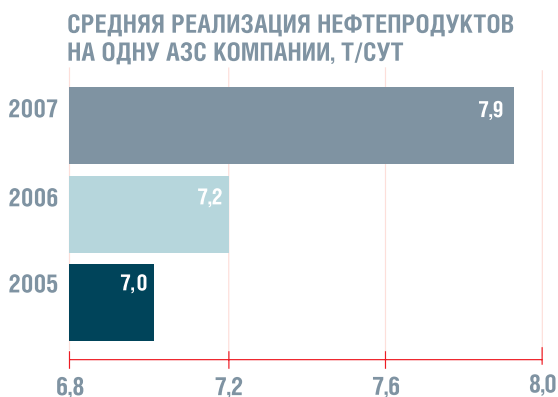
■ РОЗНИЧНАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Сбытовая сеть Компании охватывает 24 страны мира, включая Россию, страны ближнего зарубежья и государства Европы (Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина, Болгария, Венгрия, Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Сербия, Черногория, Румыния, Македония, Кипр, Турция, Бельгия, Люксембург, Чехия, Словакия), а также США, и насчитывает 197 объектов нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 3,11 млн м³ и 6 090 автозаправочных станций (включая франчайзинговые).

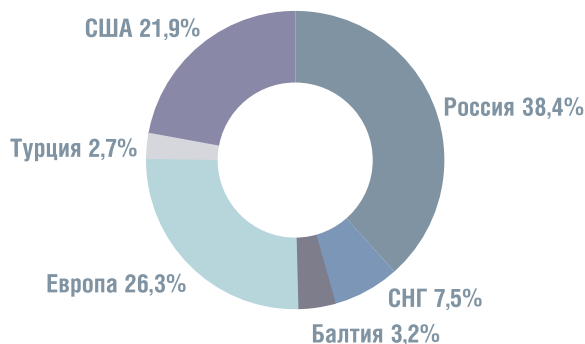
В 2007 году розничные продажи Группы продолжали расти: через собственные АЗС было реализовано 12,76 млн т нефтепродуктов, что на 14,3% больше, чем в 2006 году. Рост розничных продаж был достигнут прежде всего за счет увеличения средней реализации на одну АЗС. Этому способствовали благоприятное макроэкономическое окружение и оптимизация сбытовой сети, включающая приобретение высокоэффективных АЗС.

Оптимизация сбытовой сети заключалась прежде всего в выводе из состава Группы низкоэффективных АЗС и нефтебаз. Так, в России была выведена из состава Группы 21 низкоэффективная АЗС, в США — более 250, а в Европе количество низкорентабельных АЗС было сокращено почти в 2 раза. Кроме того, были продолжены строительство и приобретение высокоэффективных станций, а также реконструкция имеющихся. Так, были построены 142 АЗС, реконструированы 148, приобретены 533. Капитальные вложения в сектор розничной торговли в 2007 году составили 620 млн долл. В результате средняя по Группе реализация на одну АЗС (собственную и арендованную) выросла до 7,9 т/сут, то есть почти на 10%.

В среднесрочной перспективе объемы розничной реализации продолжают расти благодаря дальнейшей оптимизации и развитию сбытовой сети, а также благодаря приобретениям, которые были осуществлены в 2007 году и завершение которых запланировано на 2008 год.



СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ КОМПАНИЕЙ (ОПТ И РОЗНИЦА, 2007)



В 2007 году была разработана Программа по развитию сбытовой сети и реализации сжиженных и сжатых газов, предусматривающая увеличение объема продаж данной продукции в России к 2014 году более чем в 6 раз, до 530 тыс. т/год. Уже в 2007 году объем реализации сжиженных газов увеличился на 31% по сравнению с 2006 годом и достиг 101 тыс. т. В рамках реализации Программы в отчетном году ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию газонаполнительную станцию в Волгограде. Мощность станции составляет 15 тыс. т/год сжиженного газа. Она будет обеспечивать многотопливные АЗС Компании, а также население региона высококачественным сжиженным газом.

По итогам 2007 года сеть многотопливных АЗС (МТАЗС) Компании в России увеличилась на 10 объектов (до 79 МТАЗС). На территории России ЛУКОЙЛ также владеет четырьмя газонаполнительными станциями. За рубежом Компании принадлежит 697 многотопливных и газовых станций. Общий объем реализации сжиженных и сжатых газов за рубежом в 2007 году составил 486 тыс. т, в том числе розничная реализация — 216 тыс. т.

Россия

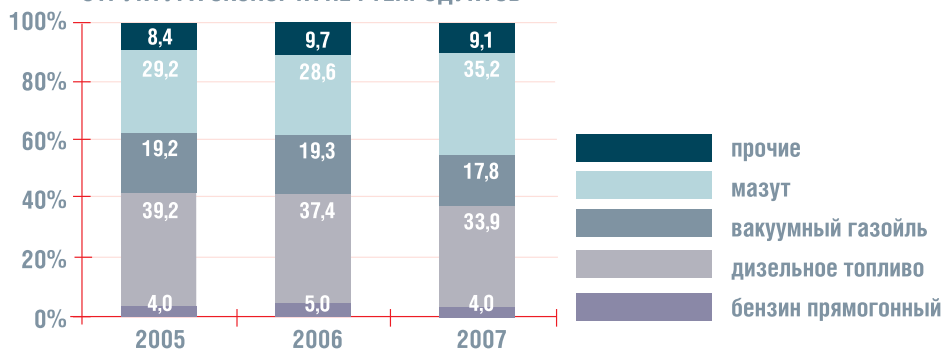
Розничная сеть группы «ЛУКОЙЛ» в России включает 1 815 АЗС (включая франчайзинговые) и 122 объекта нефтебазового хозяйства с резервуарной емкостью 1,87 млн м³. Операторами автозаправочных станций и нефтебаз являются восемь организаций нефтепродуктообеспечения, осуществляющих свою деятельность в 60 субъектах РФ.

Объем розничной реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2007 году составил 4,85 млн т (на 21,5% больше, чем в 2006 году). Капитальные вложения в российский сектор розничной торговли составили 264 млн долл. В 2007 году были построены 43 новых АЗС (в том числе 30 АЗС в Санкт-Петербурге и Ленинградской области), реконструированы 94, приобретены 94. Кроме того, велись реконструкция и модернизация нефтебазового хозяйства.

В рамках проводимой программы оптимизации сбытовой сети в 2007 году были выведены из эксплуатации (проданы, ликвидированы, законсервированы) 6 низкорентабельных объектов нефтебазового хозяйства и 21 АЗС.



СТРУКТУРА ЭКСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ





В 2007 году группа «ЛУКОЙЛ» приобрела за 56 млн долл. сбытовую сеть ЗАО «Ростовнефть», в состав которой входят 55 АЗС и объекты нефтебазового хозяйства. Покупка сбытовой сети ЗАО «Ростовнефть» позволит Компании удвоить объемы розничной реализации нефтепродуктов в Ростовской области и увеличить долю на розничном рынке данного региона с 6 до 12%.

В результате роста спроса, оптимизации и приобретения высокоэффективных розничных сетей среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС на территории России в 2007 году выросла на 16% и достигла 9,4 т/сут.

В 2007 году наблюдался устойчивый рост продаж фирменных моторных топлив под маркой «ЭКТО», выпуск которых был начат в 2006 году. Так, в декабре 2007 года объем реализации ЭКТО-бензинов достиг 44 тыс. т по сравнению с 27 тыс. т в январе, а ЭКТО-дизтоплива — 38 тыс. т по сравнению с 10 тыс. т в январе отчетного года. Расширяется и география реализации новых топлив: если в 2006 году в проекте участвовало 98 АЗС в трех регионах РФ, то в 2007 году число АЗС, реализующих ЭКТО-бензины, достигло 158, а реализующих ЭКТО-дизтопливо — 286 в 12 регионах страны. Новые топлива по своим свойствам полностью соответствуют европейским экологическим стандартам (бензины — стандарту Евро-3, дизтопливо — Евро-4), характеризуются улучшенными эксплуатационными свойствами и, соответственно, их продажи обеспечивают получение премии за качество. Так, в 2007 году дополнительный доход, полученный от продаж топлив «ЭКТО», оценивается в 5,3 млн долл. В 2008 году планируется практически в три раза увеличить количество АЗС, реализующих ЭКТО-топлива, и расширить географию проекта до 25 регионов.

В 2007 году продолжалось развитие сети заправок автотранспорта по единой топливной карте «ЛИКард». Сеть расширилась на 15,4% и по состоянию на конец 2007 года охватывала 2 514 АЗС, в том числе 1 472 АЗС группы «ЛУКОЙЛ». Количество находящихся в обращении карт возросло в полтора раза и достигло 1,75 млн штук. По ним было реализовано 2,2 млн т нефтепродуктов (на 41,9% больше, чем в 2006 году).

В отчетном году продолжалась реализация Программы развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг российских организаций нефтепродуктообеспечения группы «ЛУКОЙЛ» до 2014 года. По состоянию на конец 2007 года более полутора тысяч собственных АЗС Компании в России имели торговые площади. Выручка от реализации нетопливных товаров и услуг через розничную сбытовую сеть Компании составила более 120 млн долл., что на 30% больше, чем в 2006 году. Увеличение выручки связано с повышением качества обслуживания на АЗС и расширением ассортимента представленных товаров и услуг. Развитие нетопливного бизнеса является важным фактором позиционирования группы «ЛУКОЙЛ» как Компании европейского уровня, ориентированной на клиента.

Зарубежье

Розничная сеть группы «ЛУКОЙЛ» в Европе, странах ближнего зарубежья и США состоит из 4 275 АЗС (в том числе франчайзинговых) и 75 нефтебаз с резервуарной емкостью 1,24 млн м³. В отчетном году было построено и приобретено 538 новых АЗС и реконструировано 54. 2007 год ознаменовался выходом Компании на новые рынки сбыта нефтепродуктов в странах Центрально-Европейского региона (Чехия, Словакия, Бельгия, Люксембург) благодаря приобретению сети АЗС у компании CopocoPhillips.

Капитальные вложения в международный сектор розничной торговли составили в 2007 году 356 млн долл.

Объем розничных продаж нефтепродуктов на международных рынках в 2007 году составил 7,91 млн т (на 10,3% больше, чем в 2006 году). Благодаря оптимизации сбытовой сети и приобретению высокоэффективных активов среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС в Европе и странах ближнего зарубежья выросла более чем на 20% и достигла 6,8 т/сут. В США реализация на одну АЗС составила 7,9 т/сут.

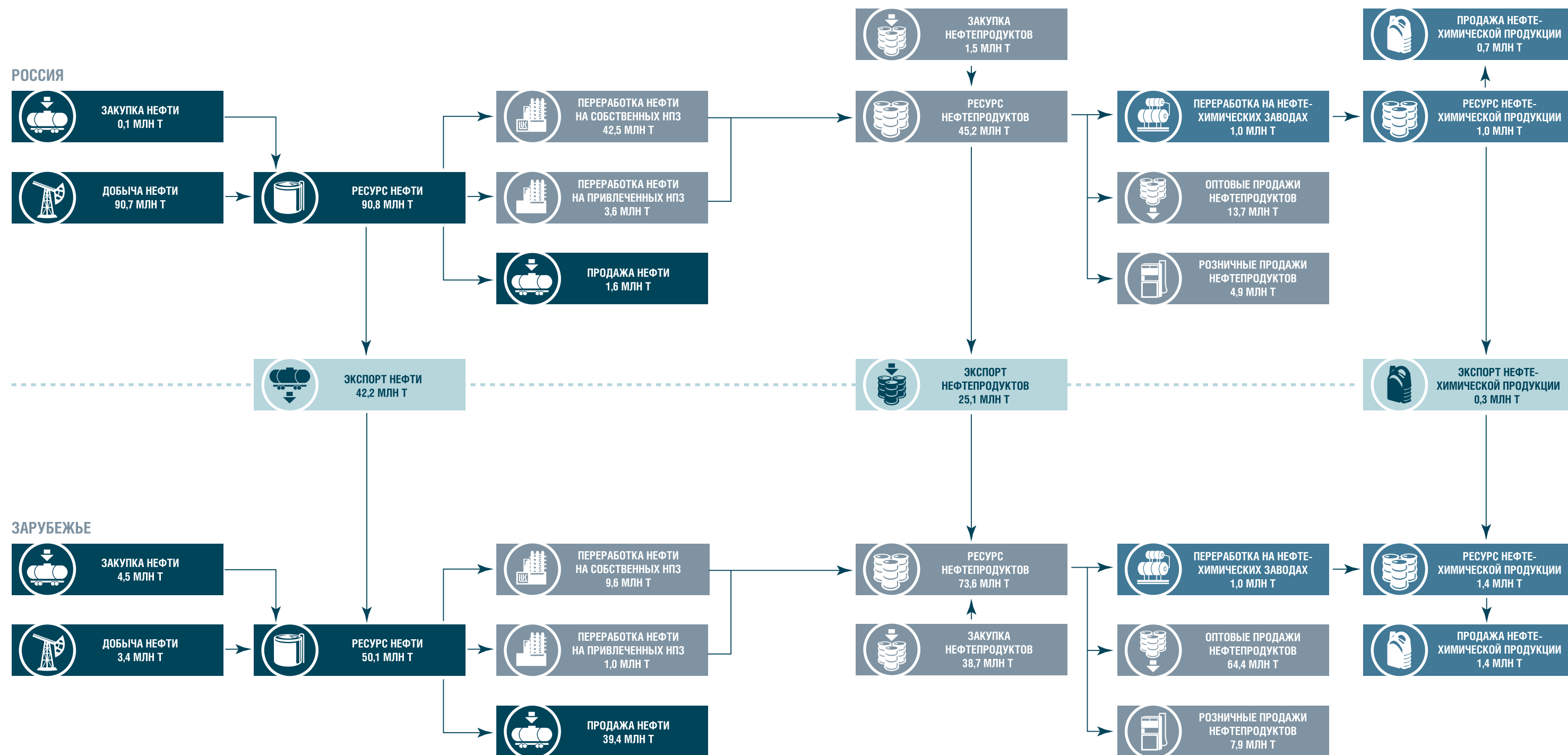
В 2007 году группа «ЛУКОЙЛ» завершила сделку, начатую в конце 2006 года, по приобретению у CopocoPhillips розничного бизнеса, состоящего из 376 АЗС в семи странах Европы. Сумма сделки составила 442 млн долл. Приобретенные активы включают 156 АЗС в Бельгии и Люксембурге, 49 в Финляндии, 44 в Чехии, 30 в Венгрии, 83 в Польше и 14 АЗС в Словакии. Приобретенные АЗС являются лидерами по эффективности на своих рынках: в 2007 году среднесуточная реализация через эти АЗС в среднем достигла 10,4 т/сут на одну АЗС, что более чем в полтора раза выше среднего показателя сети АЗС Компании в Европе и ближнем зарубежье. В 2007 году осуществлен ребрендинг 49 АЗС в Финляндии под торговый знак Teboil (принадлежащий группе «ЛУКОЙЛ»). Ребрендинг оставшихся 327 АЗС в других странах Европы планируется завершить в 2008 году.

За рубежом, как и в России, Компания стремится увеличить доходность АЗС в том числе за счет развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг. Так, выручка от реализации нетопливных товаров и услуг на зарубежных АЗС в 2007 году по сравнению с 2006 годом увеличилась более чем в 2 раза и составила 320 млн долл. Рост выручки обусловлен увеличением количества АЗС зарубежной сети Группы, расширением ассортимента товаров, повышением качества обслуживания клиентов, оптимизацией работы с поставщиками и активной маркетинговой деятельностью.

По состоянию на начало 2008 года сеть заправок автотранспорта по единой топливной карте «ЛИКард» охватывала 418 собственных АЗС (в основном на Украине). Объем реализации по топливным картам составил 97 тыс. т.



ТОВАРНЫЙ БАЛАНС ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ОАО «ЛУКОЙЛ» (2007)



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.



ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ

Новые технологии и инновации — это одно из конкурентных преимуществ нашей Компании. Мы занимаемся как совершенствованием существующих, так и разработкой новейших и перспективных технологий. Использование самых современных технологий во всех сферах деятельности обеспечивает стабильное развитие нашего бизнеса и рост его эффективности. Благодаря инновациям ЛУКОЙЛ добивается значительных успехов в сфере защиты окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

В 2007 году объем финансирования научно-технических работ составил более 60 млн долл., в том числе почти 50 млн долл. пришлось на научно-технические работы в области геологоразведки и разработки месторождений.

В отчетном году группа «ЛУКОЙЛ» получила 23 охранные грамоты на объекты интеллектуальной собственности (изобретения, полезные модели, промышленные образцы и программы для ЭВМ). В настоящее время на рассмотрении в Патентном ведомстве находятся 93 заявки на оригинальные технические решения и объекты авторского права. Общее количество объектов интеллектуальной собственности на балансе Компании по состоянию на конец 2007 года составляло 531. По показателю коммерциализации объектов интеллектуальной собственности (более 40%) ЛУКОЙЛ занимает ведущие позиции среди российских и зарубежных компаний.

В 2007 году была завершена разработка принципов совершенствования системы организации научно-технической деятельности Компании на основе приоритетов, определенных Программой стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» до 2017 года. Это позволит усилить координацию всех видов научно-технических работ, эффективно использовать выделяемые финансовые средства и расширить горизонт планирования.

ТЕХНОЛОГИИ В СФЕРЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ

В секторе разведки и добычи основной объем НИОКР пришелся на разработку рациональных комплексов геолого-геофизических исследований, совершенствование методов оценки запасов (продолжались работы по созданию методики подсчета запасов углеводородов в резервуарах со сложной структурой), а также на разработку и совершенствование методов повышения нефтеотдачи пластов и оптимизацию технологических решений при разработке неразбуренных участков и залежей. Пристальное внимание уделялось технологиям по обеспечению экологической безопасности при разработке месторождений, особенно морских.

Одним из важнейших результатов деятельности Компании в сфере развития технологий является активное применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Эти методы позволяют существенно увеличить извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлечь в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений. В течение последних лет на месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» доля добычи нефти за счет применения различных технологий воздействия на нефтяные пласты составляет более 20% от общего объема добычи.

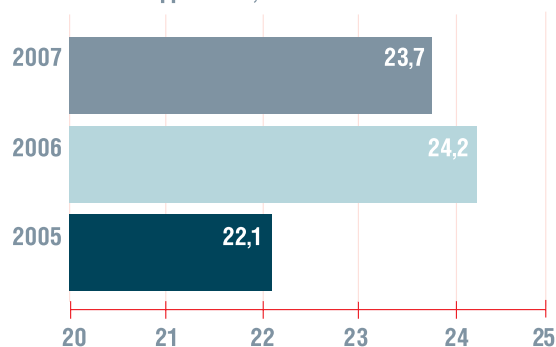
В 2007 году Группа выполнила 5 292 операции ПНП, что соответствует уровню 2006 года. Компания применяет

физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения методов ПНП составила 23,7 млн т, или более 26% от общей добычи нефти Компанией в России.

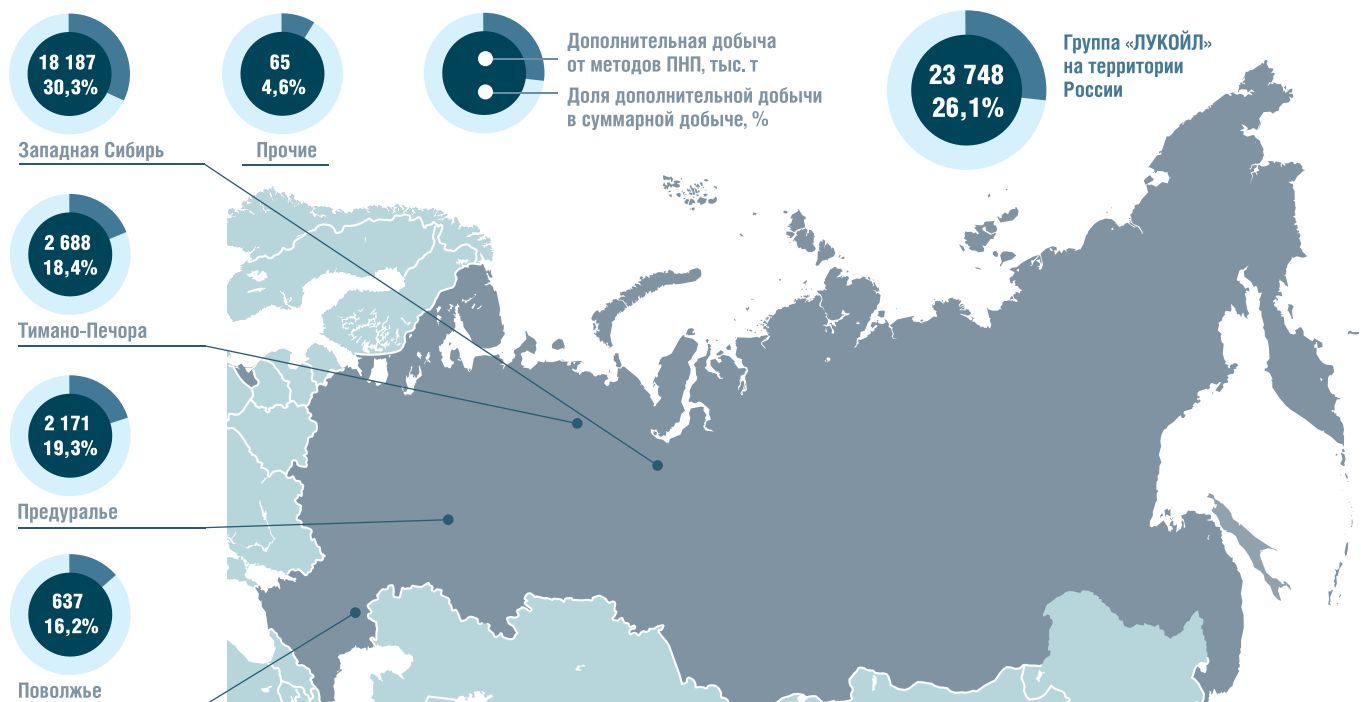
Основной объем дополнительной добычи (14,4 млн т, или 61,3%) получен за счет физических методов, в первую очередь за счет гидроразрыва пласта (ГРП).

В отчетном году на 12 месторождениях Предуралья продолжались опытно-промышленные работы по технологии кислотного ГРП. В результате проведения 31 операции получен средний прирост дебита нефти 9,4 т/сут, а дополнительная добыча составила 59 тыс. т. На основе полученного опыта планируется широкое распространение перспективной технологии в других регионах нефтедобычи Компании.

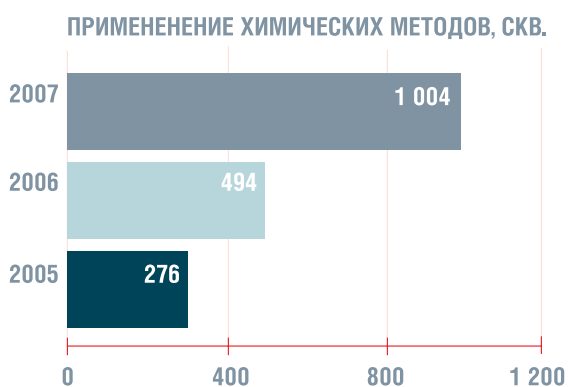
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА ОТ МЕТОДОВ ПНП, МЛН Т



ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПНП В РОССИИ (2007)

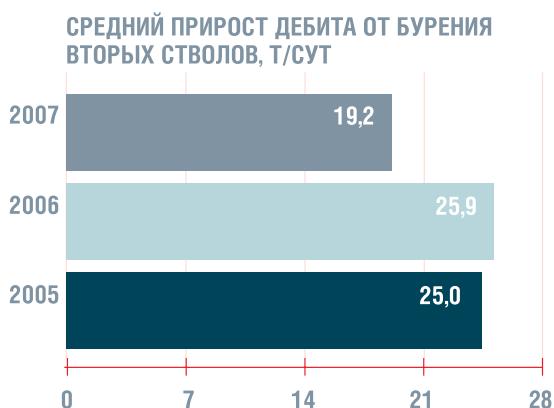


За счет других методов ПНП (гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи нефти) было добыто 9,2 млн т. Анализ результатов применения различных методов ПНП выявил высокую эффективность химических методов в области предотвращения роста обводненности скважин. Так, широкое распространение химических технологий на месторождениях в Западной Сибири позволило в целом снизить темп роста обводненности добываемой продукции с 2,4% в 2006 году до 1,2% в 2007 году. В целом в 2007 году внедрение химических технологий возросло по сравнению с 2006 годом более чем в два раза (с 494 до 1 004 операций), а дополнительная добыча достигла 1,3 млн т.



В 2007 году Компания проводила испытание новой технологии по водогазовому воздействию (ВГВ) на нефтегазовую залежь с целью повышения нефтеотдачи пластов с применением бустерной установки. С начала реализации технологии в ноябре 2005 года на Восточно-Перевальном месторождении в Западной Сибири дополнительная добыча нефти за счет применения ВГВ составила 8,3 тыс. т, в том числе в 2007 году 3,1 тыс. т. Начиная с 2008 года планируется распространение технологии на другие объекты нефтедобычи Компании.

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение боковых (вторых) стволов на существующих скважинах. В 2007 году произошло увеличение объемов работ по бурению вторых стволов скважин. В эксплуатацию введено 188 боковых стволов (в 2006 году — 146) со средним приростом дебита 19,2 т/сут. Дополнительная добыча составила

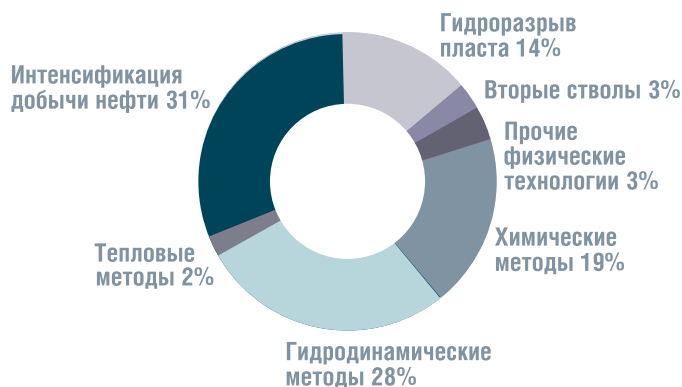


579 тыс. т, что на 17,2% больше, чем в 2006 году. Наибольший прирост получен на ряде месторождений в Западной Сибири, где средний прирост дебита по 47 скважинам с пробуренными боковыми стволами составил 33,4 т/сут, что практически соответствует дебиту новых скважин.

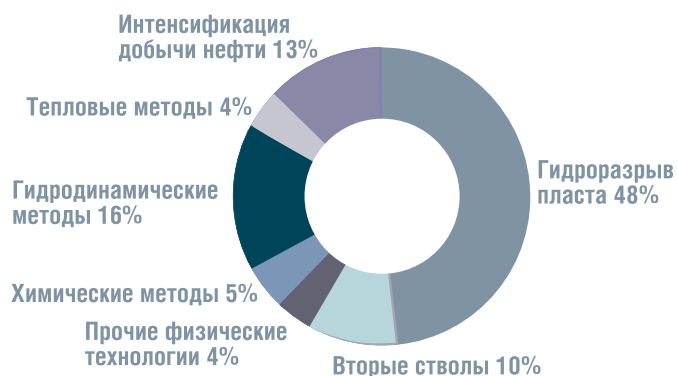
В 2007 году в Предуралье продолжены опытно-промышленные работы по радиальному бурению. При относительно низких затратах бурение радиальных каналов из существующих скважин позволяет как интенсифицировать добычу, так и вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы. Произведено 39 операций со средним приростом дебита нефти 8 т/сут. Дополнительная добыча нефти в результате применения метода составила 21,5 тыс. т. Положительный опыт применения технологии радиального бурения будет перенесен в другие нефтедобывающие регионы Компании.

Кроме того, для увеличения эффективности добычи нефти применяется бурение горизонтальных скважин, обеспечивающих рост продуктивности скважин в 1,5–2 раза. В 2007 году в эксплуатацию было введено 109 новых горизонтальных скважин, средний дебит которых составил 65,5 т/сут.

СТРУКТУРА МЕТОДОВ ПНП, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ГРУППой «ЛУКОЙЛ» (2007)



СТРУКТУРА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ, ПОЛУЧЕННОЙ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП (2007)





В 2007 году активно применялись новые технологии бурения и строительства горизонтальных скважин. Так, при строительстве двух горизонтальных скважин в Западной Сибири по данным, полученным при бурении пилотных стволов, была построена модель продуктивного пласта. При бурении горизонтального участка использовалась система каротажа, позволившая в реальном времени уточнять модель, а также выбирать траекторию в соответствии с лучшими показателями пористости и нефтенасыщенности.

На Усинском месторождении в Республике Коми было осуществлено интеллектуальное заканчивание горизонтальной скважины на пермокарбоневой залежи, где ведется добыча тяжелой нефти. Горизонтальный участок разбит на 4 секции, каждая из которых имеет датчики давления, температуры и устройство открытия/закрытия интервала перфорации, управляемое в режиме реального времени с поверхности. Это позволяет отдельно эксплуатировать каждую секцию скважины и оперативно отслеживать параметры пласта.

На Ярегском месторождении высоковязкой нефти (Республика Коми) с конца 2005 года проводятся опытно-промышленные работы по адаптации технологии термогравитационного дренирования пласта с помощью горизонтальных скважин для вторичной паротепловой разработки данного месторождения. За 2 года применения технологии наблюдается постоянный рост основных показателей разработки. Так, добыча нефти по опытному участку выросла с 200 т/месяц (январь 2006 года) до 1 000 т/месяц к началу 2008 года. В 2007 году разработана программа по адаптации технологии на новых опытных участках Ярегского месторождения. Начало реализации проекта намечено на 2008 год. В 2007 году на основе анализа разработки Ярегского месторождения был создан Способ разработки месторождений высоковязких нефтей, в котором предложены варианты разработки месторождений, аналогичных Ярегскому. В настоящее время техническое решение находится на экспертизе в Роспатенте.

ТЕХНОЛОГИИ В СФЕРЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

В 2007 году в перерабатывающем секторе выполнялись исследования по разработке и испытанию новых видов топлива и масел. Компания уделяет повышенное внимание модернизации, разработке и строительству высокотехнологичного оборудования, которое не только снижает затраты на переработку, но и позволяет производить новые виды высококачественной продукции. Производство продукции с большей добавленной стоимостью приносит дополнительную прибыль Компании, а постоянное улучшение качества служит интересам потребителей и охраны окружающей среды.

2007 год ознаменовался значительным объемом работ по установке нового оборудования на НПЗ Компании. Так, на Волгоградском и Пермском НПЗ были построены установки изомеризации по лицензии фирмы UOP Ltd. (США). Продуктом установок является высокооктановый компонент автомобильных бензинов — изомеризат. Его применение позволяет производить бензины с содержанием ароматических углеводородов не более 42%, бензола не более 1% и серы не более 150 ppm. Новые установки позволят Компании сократить объемы закупки высокооктановых добавок и значительно увеличить выпуск высокооктановых автобензинов, соответствующих европейским стандартам.

Кроме того, на НПЗ в Бургасе было завершено строительство установки изомеризации *n*-бутана мощностью 50 тыс. т/год. Пуск установки позволил увеличить выработку сырья для установки сернокислотного алкилирования. Это повысит гибкость процесса производства высокооктановых бензинов (благодаря росту выпуска высокооктанового компонента бензина — алкилата) и увеличит потенциал завода по их производству.

ЛУКОЙЛ уделяет серьезное внимание развитию передовых технологий производства масел и присадок. Создан блок по науке и технологиям. Его основными функциями являются разработка и вывод на рынок новых высококачественных продуктов, востребованных современной техникой, а также новых технологий и рецептов. Эта работа ведется специалистами Компании в тесном сотрудничестве с научными центрами России. В 2007 году было начато производство 21 полностью нового и реформулированного продукта.



ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

На протяжении всей своей деятельности ЛУКОЙЛ ведет непрерывную работу по сокращению затрат энергоресурсов и повышению надежности электроснабжения. Одним из ее ключевых элементов является корпоративная Программа энергосбережения на 2006–2010 годы. В отчетном году результатом реализации указанной Программы стала экономия топливно-энергетических ресурсов на сумму около 26 млн долл. Второй важной составляющей деятельности Компании в этом направлении является Программа повышения надежности энергоснабжения обществ Группы на 2006–2010 годы, на выполнение мероприятий в рамках которой в 2007 году было затрачено около 51 млн долл. Помимо этого, в Компании утвержден График энергетического обследования (энергоаудита) дочерних нефтегазодобывающих обществ на 2006–2010 годы. Цель энергоаудита состоит в выявлении нерационального расходования ресурсов, а также в разработке мероприятий по устранению его причин. В 2007 году в соответствии с Графиком был проведен энергоаудит в Обществе с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» и ОАО «РИТЭК».

Во всех дочерних обществах Компании функционирует автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии. Эта система позволяет за счет дифференцированного расчета по трем тарифным зонам в течение суток и повышения точности

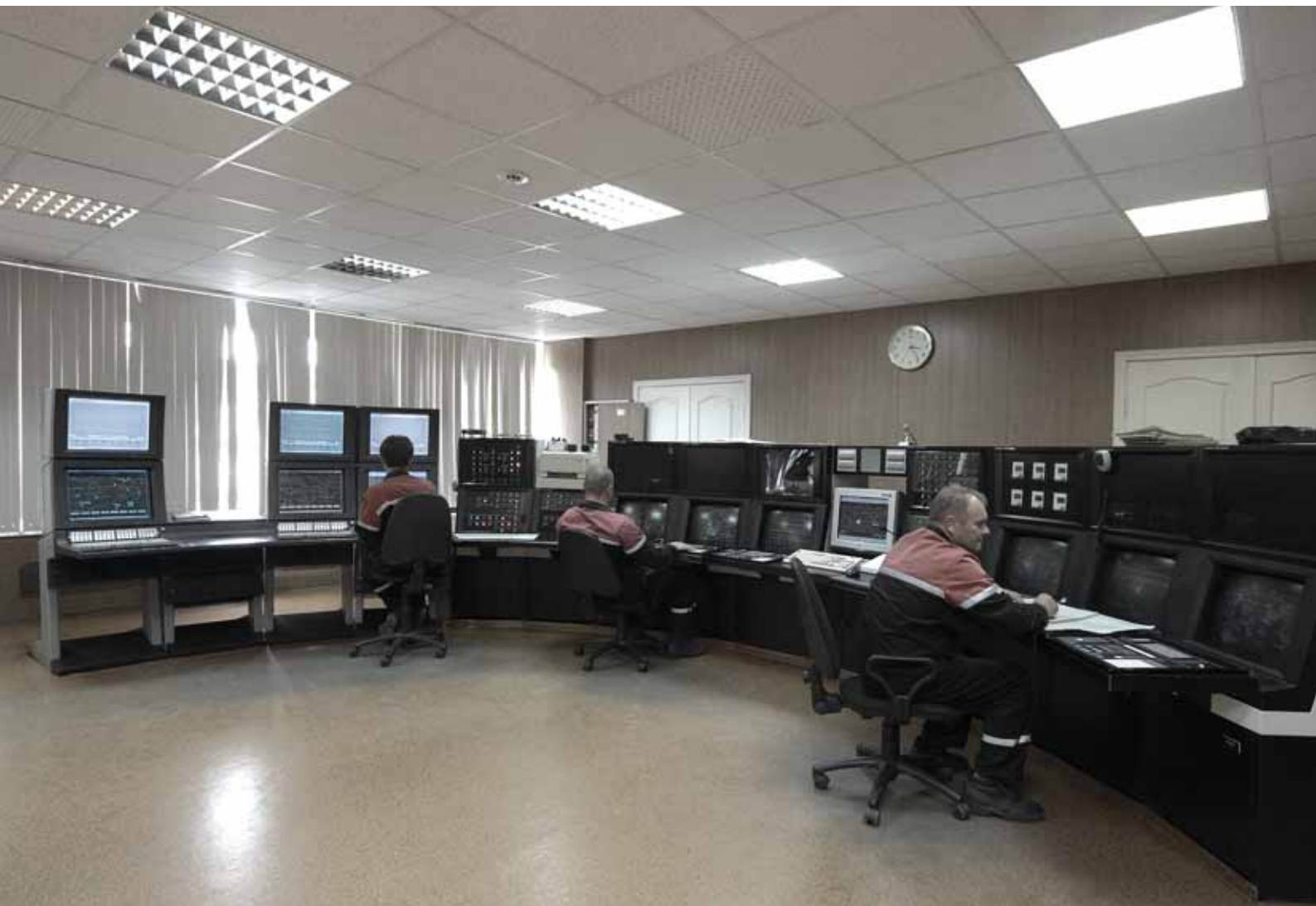
учета снизить затраты на приобретение электроэнергии и оперативно отслеживать состояние схемы электро-снабжения Компании.

ЛУКОЙЛ активно развивает собственную электроэнергетику, что позволяет ему существенно экономить на приобретении электроэнергии и повышать уровень утилизации нефтяного газа за счет его использования в качестве топлива на газовых электростанциях. В отчетном году ЛУКОЙЛ завершил строительство в Западной Сибири газотурбинной электростанции мощностью 72 МВт, которая по состоянию на конец 2007 года стала самым крупным объектом собственной генерации Компании. Цель строительства состояла в бесперебойном обеспечении электроэнергией Вать-Еганского месторождения. В качестве топлива для электростанции используется попутный газ, добываемый на месторождениях Компании в Западной Сибири. На собственных электростанциях Группы работают 352 генерирующие установки совокупной мощностью 300,5 МВт (с учетом новой электростанции в Западной Сибири). В 2007 году собственными электростанциями Компании было выработано 395,2 млн кВт/ч электроэнергии, что составляет 2,9% от общего производственного потребления Компании. При этом более 90% электроэнергии было выработано газовыми электростанциями.

Развитие электроэнергетического бизнеса является важным фактором роста капитализации Компании в долгосрочной перспективе. В связи с этим Программа стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2008–2017 годы предусматривает выделение электроэнергетики в самостоятельный бизнес-сектор.



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



Мы стремимся применять наиболее современное информационно-технологическое обеспечение, позволяющее оптимизировать бизнес-процессы в различных направлениях деятельности Компании. В частности, продолжается разработка и внедрение автоматизированных систем управления производством и технологическими процессами, а также локальных информационных систем. Ведется работа по совершенствованию систем информационной безопасности, телекоммуникаций и связи, вычислительной и оргтехники.

Мы уделяем значительное внимание технологиям, направленным на повышение эффективности не только операционной, но и управленческой деятельности. Для оптимизации системы принятия управленческих решений и автоматизации управленческого учета в Компании с 2001 года внедряется интегрированная система управления (ИСУ) на базе SAP R/3. К началу 2007 года ИСУ эксплуатировалась в тринадцати добывающих и перерабатывающих обществах Группы. В отчетном году ИСУ была внедрена

в девяти организациях (ООО «ЛЛК-Интернешнл», ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Уралнефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Севернефтепродукт», ООО «ЛУКОЙЛ-Северо-Западнефтепродукт»). Была также проведена опытно-промышленная эксплуатация некоторых сегментов ИСУ в головной компании. Таким образом, разрабатываемые и внедряемые элементы ИСУ постепенно охватывают все сферы бизнеса группы «ЛУКОЙЛ».

В отчетном году продолжалась подготовка к переходу от проектов по отдельным направлениям бизнеса к внедрению Глобального решения ИСУ и Системы мониторинга информационной инфраструктуры. Этот шаг позволит перейти к более сбалансированной и оперативной системе управления деятельностью Компании.



СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

МИССИЯ КОМПАНИИ

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

Способствовать в регионах деятельности Компании
долгосрочному экономическому росту, социальной
стабильности, содействовать процветанию и
прогрессу, обеспечивать сохранение благоприятной
окружающей среды и рациональное использование
природных ресурсов...»

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Мы полностью осознаем свою ответственность перед обществом за сохранение благоприятной экологической обстановки и рациональное использование ресурсов. Поэтому в своей работе Компания руководствуется самыми высокими стандартами охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Это подразумевает проведение непрерывной работы по повышению уровня экологической безопасности производственных объектов, сокращению техногенной нагрузки на природу, а также оптимизации использования вовлекаемых в производство природных ресурсов и ресурсов, находящихся в регионах нашей деятельности. При этом обеспечение экологической безопасности охватывает все стадии реализации проектов — от инвестиционного замысла до ликвидации производств и оборудования.

Мы стремимся к тому, чтобы деятельность Компании полностью соответствовала национальным законодательствам и международным стандартам в области охраны окружающей среды, а качество выпускаемой продукции отвечало самым современным экологическим требованиям.

В отчетном году Компания осуществляла дальнейшую реализацию Программы экологической безопасности организаций группы «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 2007 году группой «ЛУКОЙЛ» было затрачено почти 600 млн долл. (380 млн долл. в 2006 году).

Значения некоторых ключевых показателей воздействия на окружающую среду, в частности число аварий с экологическим ущербом, в отчетном году несколько ухудшились. Это объясняется ростом объемов производства, а также увеличением числа аварий на трубопроводах в связи с коррозией и старением трубопроводных систем. При этом необходимо отметить, что большинство удельных показателей Компании осталось неизменным или снизилось по отношению к уровню 2006 года и по-прежнему значительно ниже среднеотраслевых показателей по Российской Федерации.

В 2007 году Компанией был привлечен заем в размере 300 млн долл. для финансирования мероприятий Программы экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2004–2008 годы. В частности, привлеченные средства планируется вложить в строительство новых объектов и реконструкцию действующих установок на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки, в результате чего будут снижены выбросы в атмосферу, а также содержание загрязняющих



веществ в сточных водах. Помимо этого, часть средств предполагается потратить на мероприятия по сокращению потребления воды предприятиями, снижению объемов сжигания газа на факелах и утилизации отходов.

В 2007 году в Компании была принята Корпоративная концепция планирования производственной деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на основе положений Киотского протокола. Эта концепция предусматривает создание корпоративной системы управления выбросами парниковых газов, которая будет способствовать более эффективному планированию производственной деятельности организаций Группы, снижению эксплуатационных издержек, а также оптимизации использования природных ресурсов. В отчетном году было продолжено создание пилотных проектов систем производственного экологического контроля в организациях Группы, а также завершены подготовительные работы по созданию Центра пожарной безопасности и противоаварийной защиты организаций группы «ЛУКОЙЛ».

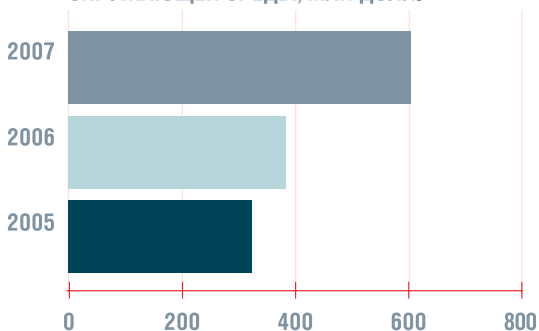
ЛУКОЙЛ осознает, что улучшению экологической обстановки в значительной степени способствует расширение выпуска высококачественной продукции. Поэтому около 20% всех капитальных затрат Компании направлены в бизнес-сегмент «Переработка и сбыт». Значительная часть инвестиций вкладывается в организацию производства топлива с улучшенными экологическими характеристиками. Так, в 2007 году ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию установки изомеризации на заводах Компании в Волгограде и Перми. Продуктом установок является высокооктановый компонент автомобильных бензинов — изомеризат, применение которого позволит

НПЗ сократить потребность в закупках высокооктановых добавок, увеличить объем производства высокооктановых сортов автомобильного топлива и начать выпуск бензина по стандартам Евро-3 и Евро-4. Новый бензин, продаваемый под брендом «ЭКТО» (экологическое топливо), обеспечивает значительное снижение выбросов канцерогенных веществ, соединений серы, азота и других вредных веществ. Кроме того, на заводе Компании в Ухте была введена в эксплуатацию установка висбрекинга гудрона. Пуск установки позволит увеличить производство вакуумного газойля за счет снижения производства мазута, повысить глубину переработки сырья, а также будет способствовать росту экологической безопасности производства.

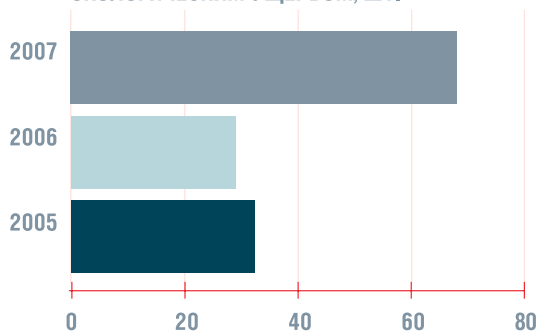
Меры по охране окружающей среды применяются также в сфере транспортировки и сбыта. Новые АЗС группы «ЛУКОЙЛ» оборудуются системами для возврата паров бензина из резервуара в автоцистерну при разгрузке нефтепродуктов, а также системами предотвращения перелива нефтепродуктов из резервуаров и сооружениями для очистки сточных вод.

Деятельность группы «ЛУКОЙЛ» по охране окружающей среды уже несколько лет подряд получает одобрение общественности. Так, в 2007 году в рамках рейтинга социально-экологической ответственности, подготовленного Независимым экологическим рейтинговым агентством, акции Компании были включены в высшую категорию экологического фондового индекса. При составлении рейтинга агентством оценивалась экологическая эффективность деятельности 1 500 предприятий.

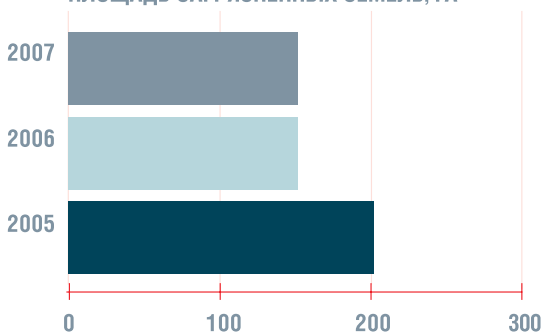
**ЗАТРАТЫ НА ОХРАНУ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, МЛН ДОЛЛ.**



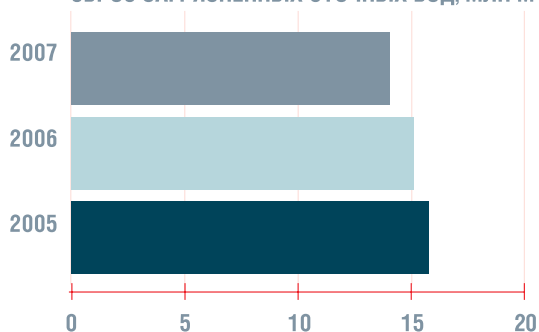
**КОЛИЧЕСТВО АВАРИЙ С ПРЕДЪЯВЛЕННЫМ
ЭКОЛОГИЧЕСКИМ УЩЕРБОМ, ШТ.**



ПЛОЩАДЬ ЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ, ГА



СБРОС ЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД, МЛН М³





Компания работает в условиях жесткого государственного и общественного контроля за охраной окружающей среды, а также в условиях реформы природоресурсного и природоохранного законодательства в России и других странах. Так, в 2007 году:

- В соответствии с решением саммита «Большой восьмерки» усилен экологический контроль за объектами топливно-энергетического комплекса. Во всех организациях группы «ЛУКОЙЛ» проведены проверки исполнения требований законодательства;
- С 1 января 2007 года вступили в силу новые Водный, Лесной и Градостроительный кодексы Российской Федерации;
- Минэкономразвития РФ установило максимальные уровни сокращения выбросов парниковых газов на период с 2008 по 2012 годы;
- Усложнены административные процедуры подготовки и согласования природоохранной разрешительной документации. В частности, принята новая, более сложная, форма расчета платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- Ростехнадзор направил в Правительство РФ предложение об увеличении в 163 раза платы за выброс в атмосферный воздух продуктов сжигания на факелах попутного нефтяного газа;
- Вступили в силу новые правила заключения договоров водопользования; правила пожарной и санитарной безопасности в лесах; порядок утверждения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение и др.;
- Продолжена работа над проектами Экологического кодекса, законов «Об экологическом контроле», «О плате за негативное воздействие на окружающую среду», «О недрах», документов, направленных на обеспечение исполнения Россией положений Киотского протокола, над проектами технических регламентов по охране природы и др.;
- Во всех регионах деятельности Компании продолжала усиливаться активность национальных и международных общественных экологических организаций, возросло их влияние на процесс принятия экономических решений.

Компания своевременно учитывала изменения, произошедшие в российском природоохранном законодательстве, что позволило группе «ЛУКОЙЛ» не иметь в 2007 году критических замечаний и претензий со стороны контролирующих и надзорных органов.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

Компания считает своим долгом обеспечивать безопасные условия труда и заботиться о здоровье своих работников.

В отчетном году была продолжена реализация Программы промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ОАО «ЛУКОЙЛ» и других организациях группы «ЛУКОЙЛ» на 2006–2010 годы. В рамках Программы были проведены работы по строительству новых и реконструкции старых технологических объектов, оборудованию производств современными автоматизированными системами управления и средствами противоаварийной защиты, аттестации рабочих мест по условиям труда, а также по обеспечению работников средствами индивидуальной защиты. Затраты на реализацию мероприятий в рамках Программы составили более 190 млн долл.

Благодаря активной политике ОАО «ЛУКОЙЛ» по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда в 2007 году сократилось количество смертельных случаев в организациях Группы по сравнению с 2006 годом.

Высокий уровень условий труда и низкие показатели травматизма позволяют многим дочерним обществам Группы получать скидки к базовым тарифам обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и направлять дополнительные средства на охрану труда.

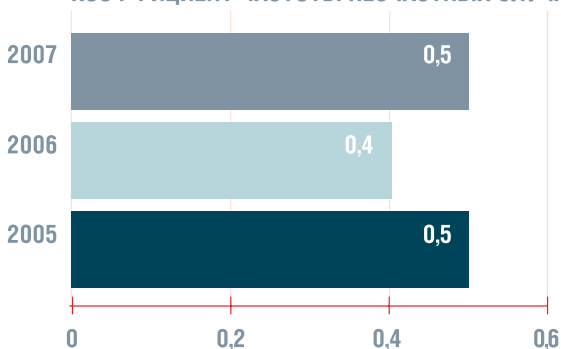
Работа по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в Компании осуществляется в соответствии с Политикой ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке.

В 2001 году ОАО «ЛУКОЙЛ» первой среди российских нефтяных компаний прошло сертификацию на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001 и спецификации OHSAS 18001. В 2007 году был успешно пройден очередной надзорный внешний аудит систем на соответствие указанным стандартам.

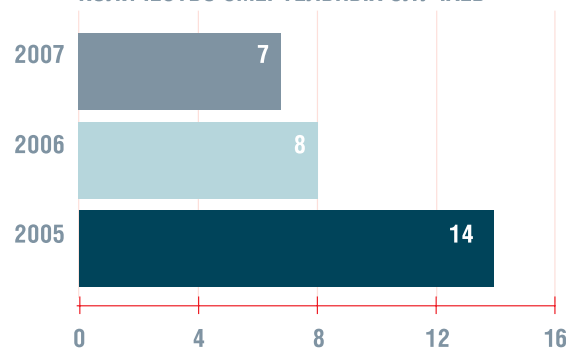
Стандарт ISO 14001 предполагает, что Компания утвердила экологическую политику и придерживается ее в своей работе, осуществляет постоянное улучшение системы экологического менеджмента и принимает все меры для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду.

Спецификация OHSAS 18001 предназначена для содействия организациям в управлении проектными рисками, связанными с проблемами защиты здоровья и безопасности работников и населения. Ключевыми элементами спецификации являются идентификация факторов риска, их оценка и контроль, соблюдение нормативных требований и непрерывное повышение безопасности условий труда.

КОЭФФИЦИЕНТ ЧАСТОТЫ НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ



КОЛИЧЕСТВО СМЕРТЕЛЬНЫХ СЛУЧАЕВ



ПЕРСОНАЛ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

Наша деятельность основана на четком понимании того, что наиболее ценным активом Компании являются ее работники. Именно благодаря им становится возможным рост акционерной стоимости и эффективности деятельности Компании. Мы придаем большое значение вкладу всех работников в общее дело процветания Группы и стремимся по достоинству оценивать труд и стремления каждого из них. Цель нашей социальной политики состоит в повышении эффективности работы и социальной защищенности



работников. Мы также внимательно относимся к мотивации наших работников и стараемся, чтобы каждый был лично заинтересован в достижении Компанией наилучших результатов.

Мы постоянно повышаем стандарты управления персоналом, что позволяет Компании стабильно и успешно развиваться. 2007 год стал новым этапом работы над систематизацией процессов управления персоналом в организациях группы «ЛУКОЙЛ» и совершенствованием нормативной базы в этой области. В частности, Компанией была разработана и утверждена Функциональная стратегия управления персоналом группы «ЛУКОЙЛ» на 2008–2017 годы.

В целях повышения эффективности производственной и финансовой деятельности Группы, а также сокращения затрат в 2007 году была продолжена работа по реструктуризации группы «ЛУКОЙЛ». В ее рамках проводились оптимизация организационных структур существующих подразделений и создание новых структурных подразделений, а также работа по приведению организационных структур дочерних обществ в соответствие с типовыми. Кроме того, был продолжен вывод из состава Группы непрофильных и низкоэффективных активов. Результатом проведенных мероприятий стало сокращение численности работников организаций добычи нефти и газа, а также переработки нефти. В целом же численность работников Компании в 2007 году увеличилась на 1,9% прежде всего за счет роста численности работников быстрорастущей сети АЗС, а также в связи с приобретением новых активов.

Приоритетной областью работы по управлению персоналом является совершенствование системы вознаграждения работников, которое способствует поддержанию мотивации персонала и повышению его заинтересованности в росте акционерной стоимости Компании. С этой целью на постоянной основе проводится системный анализ рынка труда в регионах деятельности организаций, а также мониторинг заработных плат и компенсаций. Это позволяет обеспечивать конкурентоспособный уровень заработных плат и способствует привлечению новых работников. В 2007 году средняя заработная плата в организациях группы «ЛУКОЙЛ» выросла на 17%. При этом за 2005–2007 годы фонд заработной платы увеличился более чем на 60%, с 1,5 до 2,5 млрд долл.

Помимо материального поощрения, в работе с персоналом Компания использует моральные стимулы. Так, в 2007 году за высокое профессиональное мастерство, добросовестный и плодотворный труд 29 работников были награждены государственными наградами, 1 126 человек — ведомственными знаками отличия в труде, 644 работника и 43 трудовых коллектива — наградами Компании. Кроме того, был организован и проведен конкурс на звание «Лучшие работники и организации группы «ЛУКОЙЛ».

В дополнение к материальному и моральному поощрению ЛУКОЙЛ реализует широкий комплекс программ и мероприятий, составляющий социальный пакет. Среди них:

- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников, включая добровольное медицинское страхование;
- создание условий для отдыха и оздоровления работников и членов их семей, 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 на долевой основе, финансируемое за счет взносов Компании и работников. Механизм долевого участия успешно действует в Компании с 2004 года. Он позволяет за 20 лет накоплений обеспечивать замещение более 60% заработка, утраченного при выходе на пенсию. На конец 2007 года в систему негосударственного пенсионного обеспечения на территории России было вовлечено более 64 тысяч работников, взносы которых в отчетном году составили 20,4 млн долл. Суммарные взносы Компании по программам негосударственного пенсионного обеспечения в России и за рубежом составили 37 млн долл.

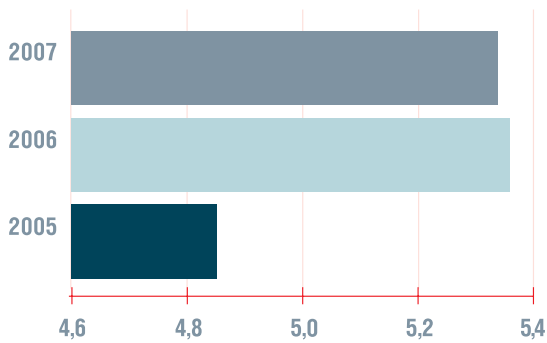
Совокупные расходы на реализацию социальных гарантий для работников и пенсионеров организаций группы «ЛУКОЙЛ» в 2007 году составили более 350 млн долл., в том числе затраты на социальные программы — 280 млн долл.

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

Одним из основных направлений развития Компании является профессиональное обучение работников. В Группе функционирует система непрерывной подготовки кадров, направленная на приобретение работниками необходимых знаний и профессиональных навыков. ЛУКОЙЛ использует весь спектр современных средств обучения — бизнес-практикумы, выездные семинары, специальные программы обучения, зарубежные стажировки, тренинги, курсы повышения квалификации, дни профессиональной подготовки, дистанционное обучение, обучение по программам MBA и др. В организациях группы «ЛУКОЙЛ» функционируют 27 учебных центров, а также Школа корпоративных тренеров.



ДОБЫЧА НА ОДНОГО РАБОТНИКА, ТЫС. БАРР. Н. Э./ЧЕЛ.



Развивается сотрудничество с ведущими высшими учебными заведениями — РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Финансовой академией при Правительстве РФ, НОУ «Институт нефтегазового бизнеса», а также Высшей школой экономики. В 2007 году было заключено соглашение о сотрудничестве с Дипломатической академией Министерства иностранных дел Российской Федерации. Кроме этого был создан Координационный совет по работе с вузами.

В рамках Стратегического партнерства между группой «ЛУКОЙЛ» и компанией ConocoPhillips в 2007 году была продолжена реализация Программы обмена персоналом. В частности, была сформирована и направлена на стажировку третья группа работников в составе 13 человек. Сформирована также четвертая группа, участники которой будут отправлены на стажировку в июле 2008 года.

В соответствии с Меморандумом о взаимопонимании и сотрудничестве, подписанным с Министерством нефти Ирака в марте 2004 года, в отчетном году была продолжена реализация программы обучения иракских специалистов. В частности, 85 человек прошли краткосрочную стажировку на предприятиях Компании в Западной Сибири, еще 55 человек — на предприятиях Группы в Перми. В целом за весь период действия программы на предприятиях Компании прошли стажировку 522 иракских специалиста.

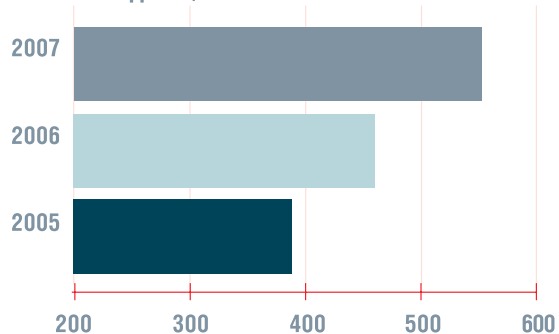
Предметом особой заботы в Компании является работа с молодыми специалистами, реализуемая в рамках комплексной целевой программы Группы по работе с

молодежью и молодыми специалистами на 2005–2010 годы. В 2007 году был организован конкурс молодых ученых и специалистов на лучшую научную разработку, проведены седьмая Научно-техническая конференция молодых ученых и специалистов организаций группы «ЛУКОЙЛ» и конкурс на присвоение звания «Лучший молодой специалист года» среди сотрудников Компании.

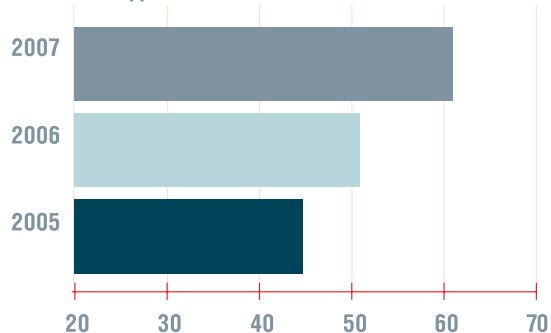
В интересах повышения прозрачности своей социальной политики в 2007 году Компания выпустила Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации в 2005–2006 годах в соответствии с международным стандартом AA 1000 с использованием рекомендаций Глобальной инициативы по отчетности (GRI). Компания выпускает такие отчеты раз в два года.

На протяжении нескольких лет эффективная деятельность ОАО «ЛУКОЙЛ» в области управления персоналом высоко оценивается общественностью. Так, в 2007 году Компания была признана победителем Всероссийского конкурса «Лучшая российская кадровая служба — 2007».

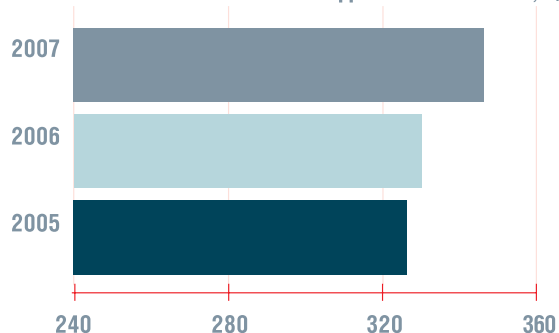
ВЫРУЧКА НА ОДНОГО РАБОТНИКА, ТЫС. ДОЛЛ./ЧЕЛ.



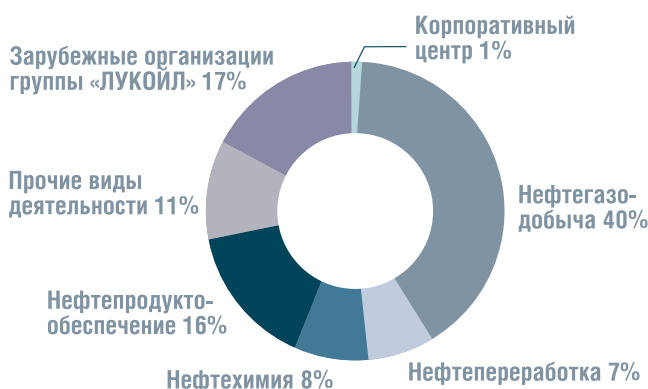
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ НА ОДНОГО РАБОТНИКА, ТЫС. ДОЛЛ./ЧЕЛ.



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА НА ОДНОГО РАБОТНИКА, Т/ЧЕЛ.



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ПО БИЗНЕС-СЕКТОРАМ (01.01.2008)



СОЦИАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Социальные и благотворительные программы являются составляющей корпоративной стратегии Компании. Они помогают конструктивному сотрудничеству с государством, бизнесом и обществом. Корпоративные программы носят адресный характер и опираются на имеющийся в регионах профессиональный опыт и человеческий потенциал.

Компания продолжает выполнять обязательства, принятые добровольно и в инициативном порядке в рамках Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ» — свода принципов и норм, обязательных для всех организаций Группы, по социально ответственному поведению в отношении всех сторон, интересы которых затрагивает деятельность Компании. Эти дополнительные обязательства не подменяют собой результатов коллективных переговоров с работниками. Они обращены как к работникам, неработающим пенсионерам, акционерам Компании, так и к коммерческим партнерам, государству и обществу.

Наряду с традиционными формами благотворительности ЛУКОЙЛ реализует программы стратегической благотворительности и социальных инвестиций, которые

предполагают взаимосвязь способов решения социальных проблем со стратегическими целями Компании. Общие затраты Компании на цели благотворительности и социального партнерства в 2007 году составили более 170 млн долл.

Работа Компании в сфере реализации социальных и благотворительных программ традиционно высоко оценивается общественностью. Так, в 2007 году ЛУКОЙЛ стал победителем ежегодного конкурса «Корпоративный донор России — 2007» в номинации «Лучшая программа, эффективно реализующая механизмы трехстороннего сотрудничества бизнеса, некоммерческих организаций и региональных органов власти». Данный конкурс проводится по инициативе Форума доноров, Министерства экономического развития РФ, Российского союза промышленников и предпринимателей и Комиссии Общественной палаты РФ по вопросам развития благотворительности, милосердия и волонтерства. Эксперты конкурса признали ЛУКОЙЛ лидером рейтинга по объему средств, отчисляемых на благотворительные цели.



Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений

Помощь детям — основной приоритет Компании, с учетом которого построены все реализуемые ею программы — благотворительные, спонсорские, программы развития детского и юношеского спорта, культуры. ЛУКОЙЛ стремится к сбалансированному подходу, оказывая поддержку как детям, которые в силу неблагоприятных семейных обстоятельств или здоровья оказались в худших условиях, чем их сверстники, так и детям из вполне благополучных семей, помогая им развивать природные способности и таланты.

Компания оказывает поддержку воспитанникам более чем 50 детских домов и интернатов. Она помогает их выпускникам получить образование, укрепить здоровье, обрести профессию и найти свое место в жизни. Компания выделяет средства на самые различные нужды детских домов, интернатов и школ — от организации отдыха и до капитального ремонта зданий. Так, ежегодно ЛУКОЙЛ организует летний отдых ребят из подшефных детских домов Ишима, Лангеласа, Кирова, Санкт-Петербурга, Баку на побережье Черного и Каспийского морей, а также просветительские поездки по России. С 2006 года выпускникам подшефных детских домов, обучающимся в высших и средних учебных заведениях, выплачиваются именные стипендии.

Особое внимание Группа уделяет детям, нуждающимся в медицинской помощи. На протяжении нескольких лет в рамках программы «Иллюстрированные книжки для маленьких слепых детей» осуществляется проект «Каждому слепому ребенку — книжку в подарок». В 2007 году такие издания получили специализированные детские учреждения Нижегородской области.

Программы в области образования

ЛУКОЙЛ придает большое значение подготовке для российской нефтегазовой отрасли молодых квалифицированных специалистов, которые в будущем обеспечат успех и процветание Компании.

ЛУКОЙЛ оказывает финансовую поддержку ряду высших учебных заведений, которые готовят специалистов нефтегазового профиля. Среди них профильные университеты и институты Москвы, Санкт-Петербурга, Перми, Ухты, Тюмени, Уфы, Волгограда, Самары и Архангельска. Пользуются поддержкой Компании и профильные учебные заведения ближнего зарубежья. Одно из них — Азербайджанская государственная нефтяная академия. Компания оказывает финансовую помощь не только профильным вузам, но и Российской академии госслужбы при Президенте РФ, Военной академии тыла и транспорта им. А.В. Хрулева, а также учреждениям



среднего образования, в частности Кстовскому техникуму и московской школе-гимназии № 45.

С 2000 года Компания выплачивает именные стипендии для поддержки наиболее одаренных студентов нефтяных и технических вузов. В настоящее время корпоративную стипендию получают 170 студентов в разных городах страны. Компания планирует сделать поддержку комплексной, поощряя молодых людей со школьной скамьи.

Помимо этого, ЛУКОЙЛ оказывает поддержку молодым преподавателям. Так, около 50 одаренных молодых преподавателей ведущих нефтяных вузов страны получают именные гранты.

Поддержка медицинских учреждений

Неотъемлемой частью социальной деятельности Компании является помощь в развитии системы медицинских услуг в регионах присутствия, а также поддержка ряда крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров. Среди них Научный центр акушерства, гинекологии и перинатологии, Гематологический научный центр, Российский кардиологический научно-производственный комплекс, НИИ неотложной детской хирургии, а также 7-ой Центральный военный клинический госпиталь.



Конкурсы социальных проектов

Конкурсы социальных проектов представляют собой один из наиболее эффективных механизмов распределения финансовых средств для улучшения социально-экономической ситуации в регионах присутствия Компании. Их цель состоит в поддержке проектов и инициатив территорий в решении актуальных для них проблем.

Начиная с 2002 года ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводит корпоративный конкурс социальных и культурных проектов. В 2007 году был проведен шестой такой конкурс, на который было представлено 1 100 заявок. Победителями были признаны около 200 проектов, которые и будут профинансированы. В основном это наиболее интересные, иногда инновационные, и нужные обществу проекты, направленные на решение различных социальных проблем. За шесть лет проведения грантовый фонд конкурса вырос в 14 раз, на рассмотрение поступило около 4 500 социальных проектов, из которых было профинансировано 800.

С 2004 года конкурс социальных проектов проводится также на территории Волгоградской и Астраханской областей, с 2005 года — на территории Республики Коми и в Западной Сибири, с 2007 года — на территории Нижегородской области. В 2007 году в данных регионах для финансирования было отобрано 65 проектов.

Количество участников и уровень работ, принимающих участие в конкурсах социальных проектов, растут с каждым годом. Совокупный грантовый фонд конкурсов вырос с 2 млн руб. в 2002 году до более чем 150 млн руб. (около 6 млн долл.) в 2007 году, количество проектов, получивших финансирование, — с 33 до 266.

Сохранение культурного и духовного наследия

Поддержка культурного, исторического и духовного наследия является традиционной для Компании областью благотворительной деятельности. ЛУКОЙЛ прилагает все возможные усилия для сохранения и восстановления культурных, исторических и религиозных ценностей и традиций, потеря которых неизбежно отразится на всех областях жизни нынешнего и будущих поколений, приведет к духовному оскудению и невосполнимому обеднению общества в целом.

Компания оказывает поддержку ряду крупнейших отечественных музеев, среди которых Государственный музей изобразительных искусств им. А.С. Пушкина, Музеи Московского Кремля, Государственный Русский музей, Третьяковская галерея. ЛУКОЙЛ также помогает Астраханскому кремлю, дому-музею М.Шолохова в Волгоградской области и Кировскому художественному музею. В частности, в 2007 году Компания приобрела в дар Государственному музею изобразительных искусств им. А.С. Пушкина картину испанского импрессиониста Эрменхильдо Англада-и-Камарасы «Вечернее кафе», а также выделила значительные средства для реставрации картины К.Брюллова «Портрет генерала В.Перовского», находящейся в постоянной экспозиции Третьяковской галереи. В конце 2007 — начале 2008 года совместно



Большую роль в формировании корпоративной культуры Группы играет музей ОАО «ЛУКОЙЛ», который был открыт в июне 2005 года. Он функционирует как методический и координационный центр просветительской и культурно-образовательной работы с работниками, ветеранами и гостями Компании. Музей ОАО «ЛУКОЙЛ» оснащен наиболее современными информационными технологиями, позволяющими посетителям самостоятельно ознакомиться с современной деятельностью и историей развития Компании и российской нефтяной отрасли в целом. В музее проводятся тематические встречи с прославленными ветеранами отечественной нефтяной промышленности, торжественные церемонии принятия в Компанию работников, успешно прошедших испытательный срок. Помимо этого, здесь регулярно проходят заседания Совета ветеранов ОАО «ЛУКОЙЛ» и чествования юбиляров.

Всего в группе «ЛУКОЙЛ» действуют более 20 музеев, некоторые из которых являются членами Ассоциации научно-технических музеев Российского комитета Международного совета музеев.

с Музеями Московского Кремля в Волгограде была организована выездная выставка «Московский Кремль в Волгограде. Реликвии российской истории».

ЛУКОЙЛ также реализует программы помощи театрам и творческим коллективам. Многолетнее сотрудничество связывает Компанию с Большим симфоническим оркестром им. П.И. Чайковского под управлением В.Федосеева. Она также поддерживает Пермский государственный театр оперы и балета и Волгоградский театр юного зрителя. Кроме того, Группа входит в попечительские советы Государственного академического Большого театра России и Московской государственной консерватории им. П.И. Чайковского.

Помимо этого, ЛУКОЙЛ выделяет значительные средства для восстановления и сохранения религиозных традиций и духовного наследия. Так, в 2007 году Компания продолжила программу поддержки реставрационно-восстановительных работ Введенского мужского монастыря Оптина пустынь в Козельске, а также выделила средства на строительство подворья Патриарха Московского и всея Руси — храма-часовни Трех Святителей. На постоянной основе ЛУКОЙЛ предоставляет поддержку церкви Михаила Архангела и Константино-Еленинскому храму в Волгоградской области, Феррапонтову монастырю в Вологодской области. В Калининградской области оказывается помощь храму Веры, Надежды, Любви и матери их Софии, в Пермской — Белогорскому Свято-Николаевскому монастырю, Пермскому Свято-Троицкому Стефанову монастырю, Обвинскому Свято-Успенскому монастырю и Свято-Никольскому храму.

Поддержка народов Севера

Деятельность Компании в районах Сибири и Крайнего Севера может оказывать существенное влияние на положение коренных малочисленных народов, создавая проблемы социального и экономического характера. Компания уважает традиции и обычаи коренных народов и понимает необходимость сохранения их исконного уклада жизни. Она активно осуществляет специальные программы поддержки малочисленных народов Севера.

Причем политика группы «ЛУКОЙЛ» состоит в постепенном переходе от благотворительности к экономическому партнерству.

В Республике Коми, Ненецком автономном округе и Западной Сибири ЛУКОЙЛ заключил договоры с местными администрациями, главами родовых угодий и общественными организациями, в рамках которых выплачивается материальная компенсация семьям коренного населения за использование их родовых земель; закупаются товары для оленеводства и быта; финансируются строительство домов и коммуникаций, медицинское обслуживание, авиаперевозки. Компания организует традиционные праздники и соревнования по национальным видам спорта, а также предоставляет на конкурсной основе средства для реализации проектов по сохранению духовных, исторических и культурных ценностей. ЛУКОЙЛ понимает, насколько важно не просто оказывать материальную поддержку коренным жителям Севера, но и способствовать повышению их образовательного уровня и их трудоустройству. Поэтому Компания уделяет большое внимание обучению представителей коренного населения различным специальностям с их дальнейшим трудоустройством на предприятиях Группы.

Поддержка ветеранов войны и инвалидов

Особым вниманием и заботой Компании пользуются фронтовики-нефтяники, ветераны Великой Отечественной войны и трудового фронта. Каждый год в канун дня Победы проживающие в регионах деятельности Компании фронтовики-нефтяники, ветераны ВОВ и трудового фронта получают денежные пособия и подарки.

ЛУКОЙЛ также оказывает поддержку инвалидам. Он, в частности, помогает им самостоятельно решать материальные проблемы, чтобы они могли почувствовать себя нужными обществу.



Спортивные проекты

Ключевыми 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, национальных федераций и национального олимпийского движения, а также оказание содействия развитию детского спорта в России.

Одними из наиболее масштабных мероприятий, направленных на популяризацию физической культуры и массового спорта среди сотрудников, являются международные Спартакиады ОАО «ЛУКОЙЛ». Первая Спартакиада была организована в 2001 году в Астрахани, вторая — в 2003 году в Перми, третья — в 2005 году в Калининграде. Четвертая зимняя международная Спартакиада, посвященная 15-летию Компании, прошла в 2007 году в Когалыме. В финальных соревнованиях приняли участие около 350 спортсменов из 9 команд, сформированных по территориальному принципу присутствия Компании.

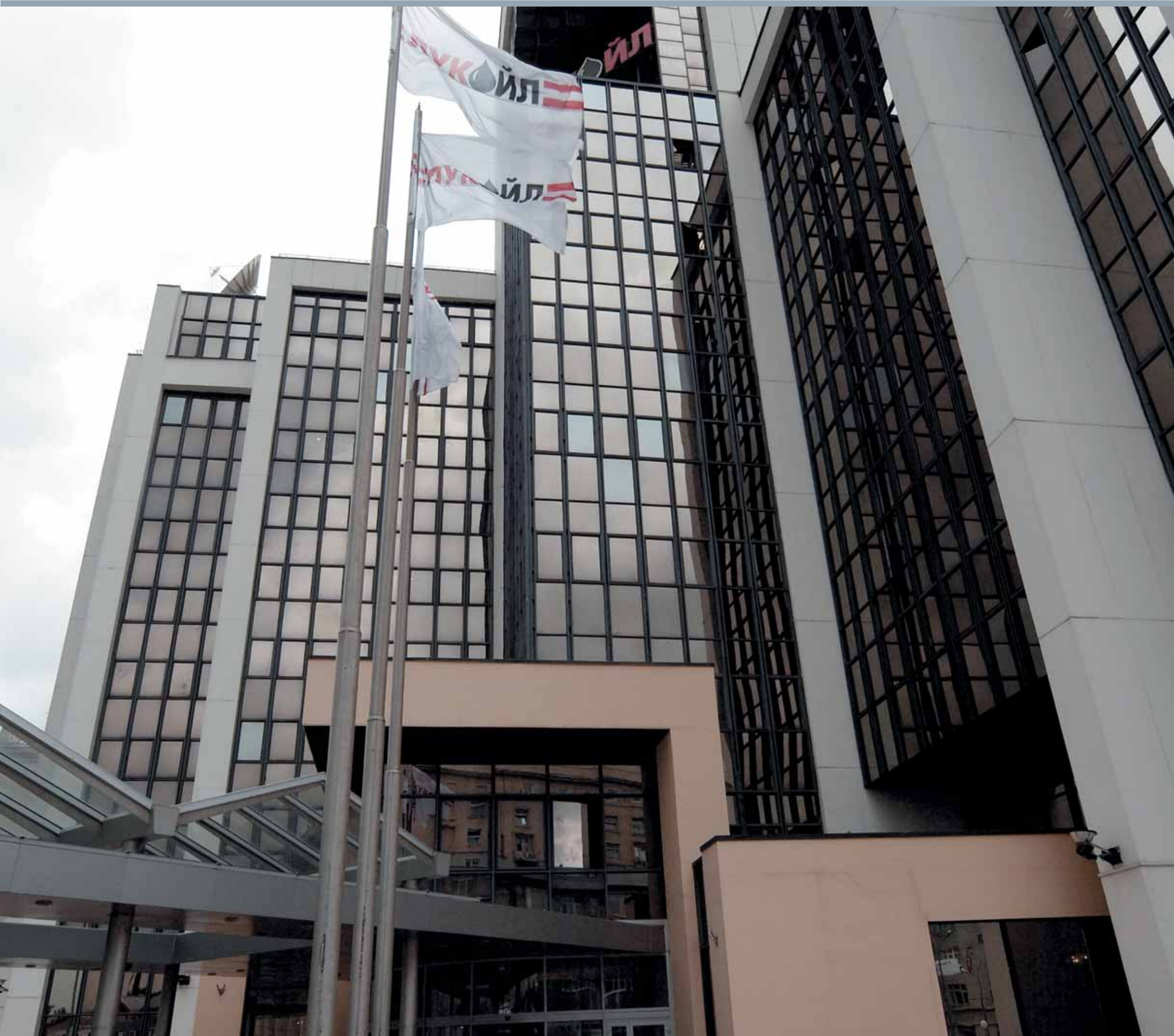
Группа оказывает активную поддержку ведущим российским спортивным командам. В частности, московскому футбольному клубу «Спартак», астраханскому гандбольному клубу «Заря Каспия» (до 2007 года — «ЛУКОЙЛ-Динамо»), а также волгоградской ватерпольной команде «Спартак» (до 2007 года — «ЛУКОЙЛ-Спартак»).

Компания способствует развитию лыжного спорта в стране, оказывая поддержку национальной сборной команде России по лыжным гонкам. С 2006 года ЛУКОЙЛ является генеральным спонсором Федерации лыжных гонок России и, соответственно, мужской и женской национальных сборных. Помимо этого, ЛУКОЙЛ поддерживает одну из самых крупных российских детских спортивных организаций — Детскую футбольную лигу, в рамках которой около 250 команд практически из всех регионов России ежегодно принимают участие в региональных чемпионатах и международных турнирах.

На протяжении многих лет ЛУКОЙЛ являлся официальным партнером Олимпийского комитета России. С 2005 года Компания сотрудничает с Фондом поддержки олимпийцев России. В 2007 году была оказана финансовая поддержка Фонду «Заявочный комитет Сочи-2014» для решения задач по организации работы по выдвижению города Сочи в качестве города-кандидата на проведение XXII Зимних Олимпийских игр 2014 года.

Спорт для Компании — это не только поддержка спортивных команд, но и полигон для испытания собственной продукции в экстремальных условиях. Так, автомобильная команда «ЛУКОЙЛ Рейсинг Тим» (г. Москва), а также команда по мотокроссу «Сура» (г. Пенза) своими успехами и победами не перестают доказывать эффективность фирменных масел и топлив Компании.





КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ

Компания рассматривает систему корпоративного управления прежде всего как инструмент защиты прав и соблюдения интересов своих акционеров. Эффективное корпоративное управление является одним из решающих факторов повышения конкурентоспособности группы «ЛУКОЙЛ» и призвано способствовать снижению инвестиционных рисков и средневзвешенной стоимости капитала, росту инвестиционной привлекательности и акционерной стоимости Компании.

Мы уделяем особое внимание защите прав миноритарных акционеров. В 2005 году в Устав ОАО «ЛУКОЙЛ» были внесены изменения, которые расширили полномочия Совета директоров и установили принцип единогласия в принятии решений по ключевым вопросам (выпуск ценных бумаг, изменение уставного капитала, крупные сделки). Таким образом была обеспечена защита интересов и законных прав миноритарных акционеров.

■ МЕНЕДЖМЕНТ

ЛУКОЙЛ стремится привести управленческие процессы в соответствие с лучшей международной практикой и сделать их прозрачными и эффективными — внедрена современная система корпоративного управления; 4 из 11 членов Совета директоров являются независимыми; на протяжении ряда лет успешно работают комитеты Совета директоров по стратегии и инвестициям, по аудиту, по кадрам и вознаграждениям. Менеджмент Компании всегда открыт для диалога. 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 освещения других значительных событий в жизни Компании. Высокий профессионализм менеджмента на протяжении ряда лет отмечается экспертами. Так, в 2007 году 6 топ-менеджеров ОАО «ЛУКОЙЛ» заняли лидирующие позиции в ежегодном рейтинге Ассоциации менеджеров России и ИД «Коммерсант» «1 000 самых профессиональных менеджеров России».

■ ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ГРУППЫ

С 2002 года группа «ЛУКОЙЛ» реализует программу реструктуризации. Ее основной целью является рост акционерной стоимости, в том числе за счет повышения прозрачности и эффективности управленческих процессов, консолидации профильных дочерних обществ и вывода за пределы Группы непрофильных и низкоэффективных активов.

В 2007 году из Группы были выведены 53 общества за счет продажи акций и долей в уставных капиталах третьим лицам, а также за счет ликвидации и присоединения к другим обществам группы «ЛУКОЙЛ». В то же время было создано 17 дочерних обществ и приобретено еще 16. Таким образом, в 2007 году общее количество обществ, входящих в состав Группы, сократилось на 20 единиц — с 311 до 291.

Всего в 2007 году проданы за пределы Группы акции и доли в уставных капиталах дочерних и зависимых обществ на общую сумму 1 136 млн долл., основная часть из которых пришлась на продажу доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. При этом на приобретения и консолидацию потрачено 1 566 млн долл.

КРУПНЕЙШИЕ КОРПОРАТИВНЫЕ СДЕЛКИ В 2007 ГОДУ:

- в январе 2007 года ЛУКОЙЛ приобрел оставшиеся 34% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл., увеличив тем самым долю владения Группы в этом обществе до 100%. До этого приобретения, в связи с тем, что миноритарный акционер имел права существенного участия, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент»

по методу долевого участия. После приобретения ООО «Геойлбент» было реорганизовано в форме присоединения к ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

- в ноябре 2006 года ЛУКОЙЛ подписал соглашение с компанией Mittal Investments S.A.R.L. о продаже 50%-й доли в компании Caspian Investments Resources Ltd. (старое название — Nelson Resources Limited) за 980 млн долл. Сделка была завершена 20 апреля 2007 года. В дополнение к этому Mittal Investments S.A.R.L. погасило задолженность в размере приблизительно 175 млн долл., что составило 50% непогашенного долга Caspian Investments Resources Ltd. перед компаниями Группы.
- в июне 2007 года группа «ЛУКОЙЛ» завершила приобретение у компании ConocoPhillips 100%-х долей в компаниях, владеющих 376 заправочными станциями в Европе, включая 156 станций в Бельгии и Люксембурге, 49 в Финляндии, 44 в Чехии, 30 в Венгрии, 83 в Польше и 14 в Словакии, за 442 млн долл.

■ УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ

Рост масштабов и географической диверсификации деятельности Компании требует применения глобального подхода и к управлению финансами. В Компании успешно функционирует созданная в 2006 году система централизованного управления казначейскими операциями, которая позволяет оптимизировать распределение капитала между организациями Группы.

В 2007 году за счет реализации системы пулинга остатков денежных средств и их эффективного перераспределения в России и за рубежом снизилась потребность во внешнем финансировании деятельности Группы и увеличилась доходность от инвестирования остатков денежных средств. К тому же была полностью погашена краткосрочная внешняя задолженность зарубежного финансового блока Группы. Было продолжено также проведение централизованной политики привлечения внешнего финансирования. Это позволяет поддерживать стоимость консолидированного долга на лучших рыночных условиях.

Несмотря на продолжающийся с июля 2007 года кризис на мировом финансовом рынке, Компании удастся не только удерживать достигнутый до кризиса уровень маржи по краткосрочным банковским кредитам и инструментам торгового финансирования (гарантиям и аккредитивам), но и улучшать качественные характеристики долгового портфеля.

В июне 2007 года впервые в истории Группы было осуществлено размещение необеспеченных еврооблигаций на общую сумму 1 млрд долл. Бумаги разделены на два равных транша со сроком обращения 10 и 15 лет. Ставка купона 10-летнего транша на 500 млн долл. составляет 6,356% годовых, 15 летнего транша такого же объема —

6,656% годовых. Организаторами размещения еврооблигаций выступили банки Credit Suisse и Deutsche Bank. Спрос на бумаги составил более 6 млрд долл., обеспечив переподписку более чем в шесть раз. Срок обращения еврооблигаций стал рекордным для дебютного корпоративного выпуска на российском рынке, а купон — рекордно низким для российских частных эмитентов на тех же условиях. Выпуску еврооблигаций был присвоен инвестиционный рейтинг от всех трех международных рейтинговых агентств. Полученные средства от выпуска еврооблигаций были направлены в полном объеме на погашение части долга по синдицированному кредиту, привлеченному в октябре 2005 года для покупки компании Nelson Resources Limited. Выпуск еврооблигаций позволил диверсифицировать структуру долгового портфеля по источникам и валюте заимствований, а также удлинить средний срок портфеля до 5 лет.

Кроме этого в мае 2007 года было подписано соглашение о предоставлении необеспеченного кредита в размере 300 млн долл. для финансирования экологической программы организаций Группы. Синдицированный кредит состоит из двух траншей, каждый по 150 млн долл. (первый транш сроком на 10 лет по ставке LIBOR+0,65% годовых, второй — сроком на 7 лет по ставке LIBOR+0,45% годовых). Привлеченный кредит является самым длинным по сроку необеспеченным синдицированным кредитом, когда-либо полученным российской частной компанией.

Благодаря высокой ликвидности, а также принятым мерам по сокращению долга, обеспеченного экспортом нефти, и привлечению необеспеченного финансирования удалось снизить долю обеспеченных кредитов с 12% в начале до 6% на конец 2007 года. Это оказало позитивное влияние на кредитные рейтинги Компании.

В апреле 2007 года рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» от агентства Standard & Poor's был повышен с уровня «BB+» до инвестиционного уровня «BBB-» со стабильным прогнозом благодаря растущей кредитоспособности и инвестиционной привлекательности Компании. Рейтинги от агентств Fitch Ratings и Moody's сохранились на инвестиционном уровне BBB- и Baa2 соответственно. Таким образом, по состоянию на конец 2007 года ОАО «ЛУКОЙЛ» впервые получило инвестиционный рейтинг от всех трех ведущих рейтинговых агентств.

В 2007 году продолжилось расширение практики использования документарных операций (аккредитивов и гарантий) в группе «ЛУКОЙЛ», которые заместили собой авансирование поставщиков. Это позволило получить положительный экономический эффект за год в 60 млн долл. благодаря экономии собственного и заемного капитала и относительно низкой стоимости доступных Компании банковских аккредитивов и гарантий. Стоимость этих инструментов для Группы находится сейчас на уровне ниже 1% годовых.

В рамках повышения эффективности операций на финансовых рынках ОАО «ЛУКОЙЛ» первой из российских нефинансовых компаний вступило в члены Секции срочного рынка ММВБ. Членство в Секции позволит ОАО «ЛУКОЙЛ» в рамках минимизации валютных рисков существенно влиять на стоимость заключаемых срочных валютных контрактов (фьючерсы, опционы, свопы).

Совокупный экономический эффект от проведенных в 2007 году мероприятий по оптимизации управления финансами составил более 350 млн долл.

ИНФОРМАЦИОННАЯ ОТКРЫТОСТЬ

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

В 2007 году агентство Standard & Poor's в очередной раз назвало группу «ЛУКОЙЛ» лидером по информационной прозрачности среди российских частных нефтегазовых компаний. ЛУКОЙЛ достиг уровня прозрачности в 71% (при этом в среднем по российским компаниям уровень прозрачности составляет порядка 55%).

В РАМКАХ ПОЛИТИКИ ИНФОРМАЦИОННОЙ ОТКРЫТОСТИ КОМПАНИЯ:

- ежеквартально раскрывает финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с ОПБУ США
- ежегодно раскрывает информацию о результатах международного аудита своих запасов углеводородов
- проводит телефонные конференции и интернет-трансляции для инвестиционного сообщества по итогам раскрытия финансовых результатов и других важных корпоративных событий
- организует поездки представителей инвестиционного сообщества в регионы своей деятельности
- проводит регулярные встречи с инвесторами и акционерами
- ежегодно выпускает Справочник аналитика и Основные факты с подробной производственной и финансовой статистикой
- раз в два года выпускает Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИИ

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ ОАО «ЛУКОЙЛ»



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 шестью 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 «РИТЭК». 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
 Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Председатель Правления 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. Дважды лауреат премии Правительства Российской Федерации. 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».



Бережной Михаил Павлович
 Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Председатель Попечительского совета
 НО НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»
 Член Комитета по аудиту Совета
 директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1945

В 1974 г. окончил Саратовский юридический институт. Кандидат философских наук. Награжден двумя медалями. С 1994 г. — генеральный директор, Президент, Председатель Попечительского совета Негосударственного пенсионного фонда «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ».



Валлетт Дональд Эверт мл.
 Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Президент по региону Россия/Каспий
 ConocoPhillips
 Член Комитета по стратегии и инвестициям
 Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1958

Окончил в 1981 г. Университет Южной Калифорнии, бакалавр в области химического машиностроения. В 2002–2005 гг. — менеджер по обеспечению и оптимизации добычи продукции ConocoPhillips. В 2005–2006 гг. — Вице-президент по Штокмановскому проекту регионального подразделения Россия/Каспий компании ConocoPhillips. С декабря 2006 г. — Президент по региону Россия/Каспий ConocoPhillips.



Кутафин Олег Емельянович
 Независимый член Совета директоров
 ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Президент 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, академик Российской академии образования, заслуженный деятель наук РФ. В 1987–2007 гг. — ректор Московской государственной юридической академии. С 2007 г. — Президент Московской государственной юридической академии. Председатель Комиссии по вопросам гражданства при Президенте Российской Федерации, заместитель секретаря Общественной палаты РФ. Награжден орденами «За заслуги перед Отечеством» I, II, III и IV степени и десятью медалями.



Маганов Равиль Ульфатович
 Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Первый исполнительный вице-президент
 ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча)
 Член Комитета по стратегии и инвестициям
 Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1954

В 1977 г. окончил Московский институт нефтехимической промышленности им. И.М. Губкина. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден двумя орденами и тремя медалями. Трижды лауреат Премии Правительства РФ в области науки и техники. В 1988–1993 гг. — главный инженер — заместитель генерального директора, генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз». В 1993–1994 гг. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». В 1994–2006 гг. — Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2006 г. — Первый исполнительный вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».



Мацке Ричард

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

Окончил в 1959 г. Университет штата Айова, в 1961 г. — Университет штата Пенсильвания, в 1977 г. — колледж св. Марии в Калифорнии. Магистр геологии, магистр управления бизнесом. В 1989–1999 гг. — Президент Chevron Overseas Petroleum, член Совета директоров Chevron Corporation. В 2000–2002 гг. — Вице-председатель Chevron, Chevron-Texas Corporation. В 2006 г. награжден общественной неправительственной медалью «За развитие нефтегазового комплекса России»; победитель (Гран-при) в номинации «Независимый директор года» Национальной премии «Директор года 2006», Россия, организованной Ассоциацией независимых директоров (АНД) и компанией PricewaterhouseCoopers.



Цветков Николай Александрович

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Председатель Совета директоров
Финансовой корпорации «УРАЛСИБ»
Член Комитета по кадрам и
вознаграждениям Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1960

В 1980 г. окончил Тамбовское высшее военное авиационное инженерное ордена Ленина Краснознаменное училище им. Ф.Э. Дзержинского, в 1988 г. — Военно-воздушную инженерную академию им. Н.Е. Жуковского, в 1996 г. — Российскую экономическую академию им. Г.В. Плеханова. Кандидат экономических наук. В 1994–1997 гг. — Президент АОЗТ «Нефтяная инвестиционная компания НИКойл», исполнительный директор Департамента ценных бумаг ОАО «ЛУКОЙЛ», Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». В 1998–2003 гг. — Председатель Правления АБ «ИБГ НИКойл». В 2003–2005 гг. — Председатель ОАО АКБ «АВТОБАНК-НИКОЙЛ». В 2005–2007 гг. — Председатель Правления БАНКА УРАЛСИБ, с 2007 г. — Председатель Совета директоров Финансовой корпорации «УРАЛСИБ».



Шеркунов Игорь Владимирович

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

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



Михайлов Сергей Анатольевич

Независимый член Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Генеральный директор ООО «Менеджмент-
Консалтинг»
Член Комитета по аудиту Совета
директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Член Комитета по кадрам и вознагражде-
ниям 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 2001 г. — генеральный директор ООО «Менеджмент-Консалтинг». С 2003 г. — Председатель Совета директоров ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр».



Шохин Александр Николаевич

Независимый член Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Президент Российского союза
промышленников и предпринимателей
Президент Государственного
университета — Высшая школа
экономики
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. Награжден орденом и медалью. 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, в 1997–1998 гг. — Председатель фракции «Наш дом — Россия». В 1998 г. — заместитель Председателя Правительства РФ. В 2002–2005 гг. — Председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал». С 2005 г. — Президент Российского союза промышленников и предпринимателей. Член Общественной палаты РФ, член Совета при Президенте РФ по национальным приоритетным проектам и демографической политике, член Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Председателе Правительства РФ, член Комиссии Правительства РФ по административной реформе.

ПРАВЛЕНИЕ ОАО «ЛУКОЙЛ»


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

В 1992 г. окончил Уфимский нефтяной институт. Кандидат экономических наук. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден орденом и 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
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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».



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

В 1980 г. окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат юридических наук. Награжден тремя медалями. 1992–1993 гг. — начальник юридического отдела нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть», 1994–1999 гг. — начальник Юридического управления ОАО «ЛУКОЙЛ», с 2000 г. — начальник Главного управления правового обеспечения ОАО «ЛУКОЙЛ».



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

В 1984 г. окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат экономических наук. Имеет степень MBA (Бристольский университет, 1997 г.). Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. В 1994–1997 гг. — директор, генеральный директор международной аудиторской фирмы «КПМГ». С 1997 г. — Вице-президент — начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования ОАО «ЛУКОЙЛ».



Москаленко Анатолий Алексеевич
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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. Кандидат экономических наук. Награжден пятью 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».



Муляк Владимир Витальевич
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
 — начальник Главного управления по
 обеспечению добычи нефти и газа
 Год рождения: 1955

В 1977 г. окончил Московский институт нефтяной и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Кандидат геолого-минералогических наук. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. В 1990–1996 гг. — главный инженер, начальник НГДУ «Ласьеганнефть» АООТ «ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз». В 1996–2001 гг. — первый заместитель генерального директора по производству, генеральный директор ПО «Белоруснефть». В 2001 г. — первый вице-президент по производству ОАО НК «КомитЭК». В 2002–2007 гг. — главный инженер — первый заместитель генерального директора, генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». С 2007 г. — Вице-президент — начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ».



Некрасов Владимир Иванович
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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. Лауреат премии Правительства РФ. В 1992–1999 гг. — главный инженер, генеральный директор ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь». В 1999–2005 гг. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» — генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь». С 2005 г. — Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».



Федун Леонид Арнольдович
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» —
 начальник Главного управления стратеги-
 ческого развития и инвестиционного
 анализа
 Год рождения: 1956

В 1977 г. окончил Ростовское высшее военное командное училище им. Н.И. Неделина. Кандидат философских наук. Награжден орденом и 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
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1957

В 1992 г. окончила Свердловский институт народного хозяйства. Кандидат экономических наук. Заслуженный экономист РФ. Награждена орденом и 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
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
 — начальник Главного технического
 управления
 Год рождения: 1959

В 1981 г. окончил Грозненский нефтяной институт. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени, четырьмя медалями. Лауреат премии Правительства Российской Федерации. 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, в 2001–2007 гг. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» — начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа. С 2007 г. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» — начальник Главного технического управления.



Шарифов Вагит Садиевич
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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», АОТ «ЛУКОЙЛ–Волгограднефтепродукт». В 1994–1995 гг. — генеральный директор филиала АО «Финансовая компания «ЛУКОЙЛ». В 1995–1996 гг. — генеральный директор Волгоградского территориального управления ОАО «ЛУКОЙЛ». В 1996–2002 гг. — Вице-президент по нефтепродуктообеспечению ОАО «ЛУКОЙЛ», с 2002 г. — Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» — начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту.

**ДОЛИ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ В УСТАВНОМ КАПИТАЛЕ ОАО «ЛУКОЙЛ»
ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007 ГОДА¹**

ЧЛЕНЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ	Доля, %
Алекперов В.Ю.	19,09 ²
Бережной М.П.	0,005
Валлетт Д.Э.	–
Грайфер В.И.	0,005
Кутафин О.Е.	0,0002
Маганов Р.У.	0,49
Мацке Р.	–
Михайлов С.А.	0,003
Цветков Н.А.	1,05 ²
Шеркунов И.В.	0,04
Шохин А.Н.	–
Барков А.А.	0,07
Кукура С.П.	0,39
Масляев И.А.	0,02
Матыцын А.К.	0,29
Москаленко А.А.	0,009
Муляк В.В.	0,012
Некрасов В.И.	0,03
Федун Л.А.	8,33 ²
Хавкин Е.Л.	0,01
Хоба Л.Н.	0,34
Челоянц Д.К.	0,10
Шарифов В.С.	–

ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ЧЛЕНАМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»

ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ	Выплачено в 2007 году, тыс. руб.				Итого
	Заработная плата	Премии	Вознаграждение	Прочие выплаты	
СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ	–	–	42 414,6	5 501,8 ³	47 916,4
ПРАВЛЕНИЕ	377 207,0	197 878,9	23 327,3	15 212,1	613 625,3

В 2007 году каждому из членов Совета директоров было выплачено вознаграждение за исполнение им обязанностей члена Совета директоров в размере 125 000 долл.⁴ Дополнительно были выплачены вознаграждения за исполнение функций Председателя Совета директоров (30 000 долл.), за исполнение функций Председателя комитета (15 000 долл.), а также некоторые другие виды вознаграждений, связанные с выполнением функций члена Совета директоров и члена комитета.

Годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», которое состоялось 28 июня 2007 года, приняло решение изменить валюту вознаграждения членов Совета директоров

с долларов на рубли. Величина вознаграждения была установлена в размере 4 млн 300 тыс. руб. в год.

Членам Правления Компании в отчетном году было выплачено вознаграждение в размере месячного должностного оклада по основной работе. Данная выплата производится в соответствии с основными условиями договоров, заключаемых с членами Правления, при условии выполнения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период. Помимо этого, членами Правления была получена годовая базовая заработная плата, годовые премиальные выплаты по результатам работы за год, а также дополнительные компенсации социального характера.

¹ 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.

² С учетом бенефициарного владения.

³ Компенсация расходов.

⁴ Для исчисления размера вознаграждения использовалась условная единица, соответствующая рублевому эквиваленту 1 доллара США по курсу Банка России на дату проведения годового Общего собрания акционеров, на котором принимается решение о выплате вознаграждения.

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), Д. Валлетт мл., 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 аудитора Компании и оценка эффективности его работы

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.

ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И АУДИТ

В Компании создана и успешно функционирует система контроля и внутреннего аудита, обеспечивающая органы управления Компании достоверной и объективной информацией о деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» и структурных подразделений Компании. Система контроля и внутреннего аудита является неотъемлемой частью корпоративного управления, обеспечивающей эффективность работы Компании и защиту интересов акционеров и инвесторов.

В 2007 году было проведено 26 контрольных и внутренних аудиторских проверок 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 головной компании требованиям применяемого законодательства, 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 решений органов управления Компании и рекомендаций внутреннего аудита, 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 отчетном году в Компании была продолжена работа по организации и координации ревизионной деятельности. В 60 дочерних и зависимых обществах ОАО «ЛУКОЙЛ» избраны и действуют ревизионные комиссии.

В течение 2007 года продолжалось осуществление контроля за соблюдением в Компании Порядка принятия решений об участии в других организациях, утвержденного Правлением Компании. Всего за отчетный период рассмотрены материалы по 70 корпоративным сделкам, из которых одобрено 54. В соответствии с Порядком одобрения существенных сделок, совершаемых дочерними обществами группы «ЛУКОЙЛ», рассмотрены и согласованы материалы по четырем существенным сделкам.

ЦЕННЫЕ БУМАГИ КОМПАНИИ

В течение 2007 года акции ОАО «ЛУКОЙЛ» входили в число наиболее ликвидных ценных бумаг российских эмитентов. Основными торговыми площадками в России для акций Компании являлись ЗАО «ММВБ», где доля акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в общем объеме торгов в 2007 году составила 8,1%, и ОАО «Фондовая биржа «РТС» (6,9%). По объемам торгов на этих биржах акции Компании вошли в первую пятерку ценных бумаг по итогам года.

В течение 2007 года продолжали действовать программы американских и глобальных депозитарных расписок на акции Компании, которые торговались на внебиржевом рынке США и на биржах Лондона, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта и др. На конец 2007 года общее количество АДР, выпущенных на обыкновенные акции, было эквивалентно 592 млн акций (69,6% от уставного капитала Компании). АДР, выпущенные на акции ОАО «ЛУКОЙЛ», по итогам 2007 года заняли второе место по объему торгов среди АДР иностранных компаний, котируемых на Лондонской фондовой бирже в системе IOB (15,5% совокупного среднемесячного объема торгов в данной системе).

Среднемесячный объем торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2007 году составил 10,9 млрд долл. по сравнению с 11,9 млрд долл. в 2006 году.

Акции ОАО «ЛУКОЙЛ» являются базовым инструментом для торговли ценными бумагами на российском срочном фондовом рынке. Так, фьючерсные контракты на поставку акций ОАО «ЛУКОЙЛ» являются одним из основных инструментов Секции срочного рынка ОАО «Фондовая биржа «РТС», занимая третье место после фьючерсных контрактов на акции ОАО «Газпром» и фьючерсов на Индекс РТС. В 2007 году объем торгов по ним составил около 9% сделок от всего объема срочного рынка на ОАО «Фондовая биржа «РТС».

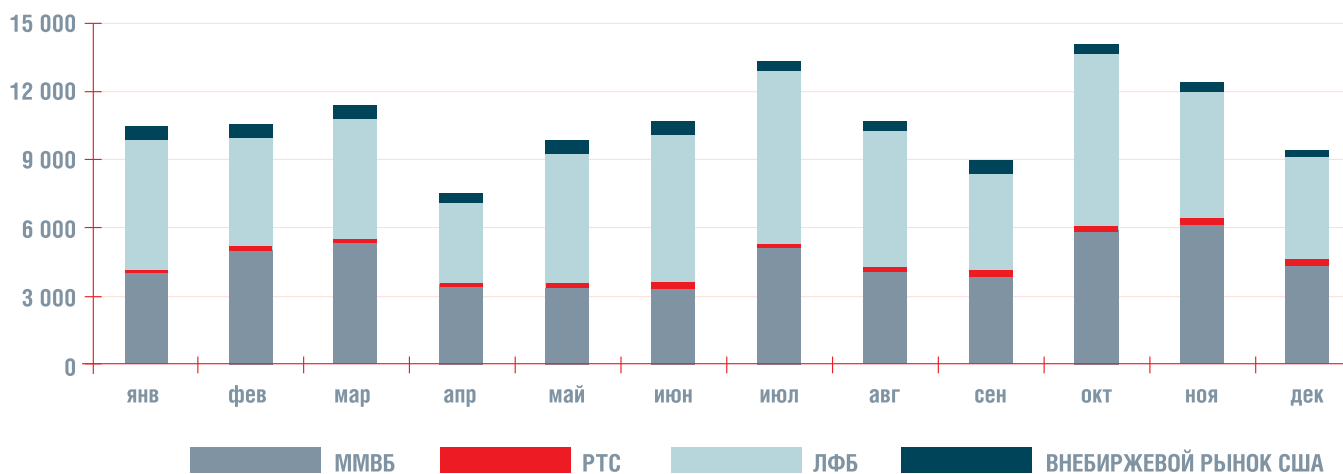
По итогам 2007 года впервые за последние семь лет зафиксировано некоторое снижение цены акций Компании: за год цена снизилась на 1,08% (по результатам торгов на ОАО «Фондовая биржа «РТС») и составила на конец года 87,0 долл. Капитализация ОАО «ЛУКОЙЛ» на 31.12.2007 составила 74,0 млрд долл. Среди основных внешних факторов, оказавших негативное влияние на динамику цены акций Компании, эксперты выделяли следующие:

- перераспределение капитала из компаний нефтяной отрасли в другие сектора экономики (финансы, металлургия, розничная торговля), что было во многом обусловлено большим количеством IPO на российском рынке (объем первичных публичных размещений составил в 2007 году 23,3 млрд долл.);
- жесткая фискальная политика государственных органов по отношению к нефтяным компаниям;
- стремление инвесторов нефтяной отрасли отдавать предпочтение акциям государственных нефтяных и газовых компаний в преддверии парламентских и президентских выборов в России.

Несмотря на снижение капитализации в 2007 году под влиянием краткосрочных негативных факторов, существуют серьезные фундаментальные предпосылки к дальнейшему росту акционерной стоимости Компании — это и богатая ресурсная база, обеспечивающая потенциал наращивания добычи, и значительные нефтеперерабатывающие мощности, которые при текущем налоговом режиме создают значительную стоимость для Компании, и высокоэффективная сеть АЗС. Все эти факторы обеспечивают значительные конкурентные преимущества для Компании, создавая существенный потенциал роста ее стоимости на долгосрочный период.

В 2007 году Компания продолжила реализацию программы выкупа собственных акций — на эти цели было потрачено 712 млн долл. В целом программа предусматривает выкуп акций на сумму не более 3 млрд долл. в течение 2006–2008 годов (в 2006 году было потрачено 782 млн долл.).

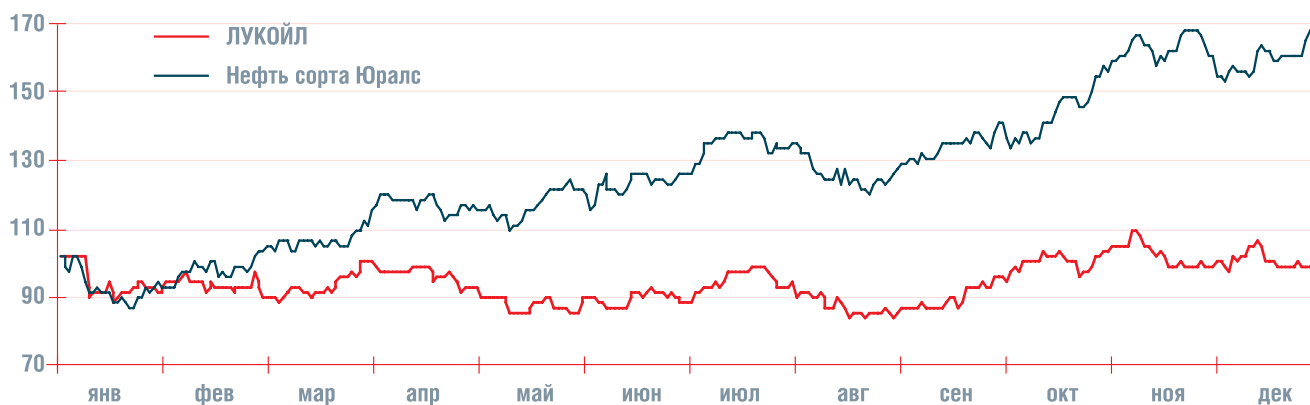
ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ОБЪЕМ ТОРГОВ АКЦИЯМИ (АДР) ОАО «ЛУКОЙЛ» (2007), МЛН ДОЛЛ.

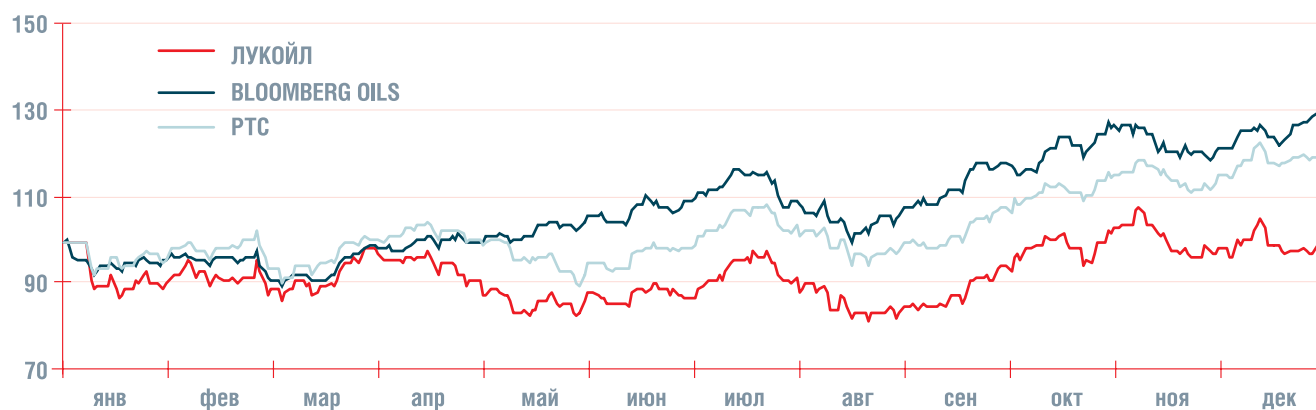


ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА РТС (2007), ДОЛЛ.



ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА РТС И ЦЕНА НА НЕФТЬ СОРТА ЮРАЛС (2007), %



ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» ПО СРАВНЕНИЮ
 С ИНДЕКСОМ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ BLOOMBERG OILS И ИНДЕКСОМ РТС (2007), %

СОСТАВ ОСНОВНЫХ АКЦИОНЕРОВ ОАО «ЛУКОЙЛ»¹ (> 1% АОИ)

	Количество акций на 01.01.07	% от общего числа акций на 01.01.07	Количество акций на 01.01.08	% от общего числа акций на 01.01.08
«ИНГ Банк (Евразия)»	548 189 159	64,5%	600 052 544	70,5%
КБ «Ситибанк» ЗАО	67 149 334	7,9%	67 431 596	7,9%
Депозитарно-клиринговая Компания	39 104 964	4,6%	60 124 748	7,1%
СДК «Гарант»	74 002 498	8,7%	35 375 790	4,2%
Национальный Депозитарный Центр	29 692 658	3,5%	32 607 234	3,8%
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»	60 529 689	7,1%	20 667 261	2,4%

¹ Номинальный держатель.

ДИВИДЕНДЫ

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

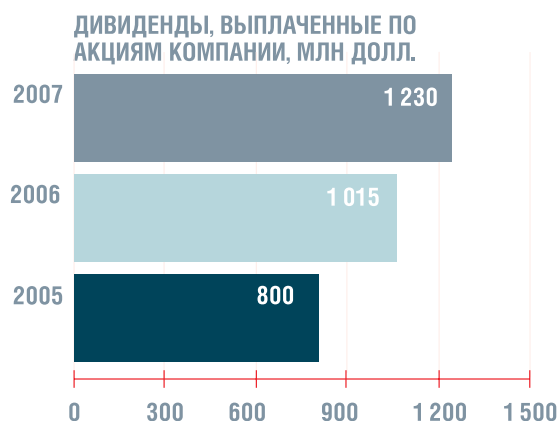
Совет директоров Компании при определении рекомендуемого Общему собранию акционеров размера дивидендов (в расчете на одну акцию) исходит из того, что сумма средств, направляемых на дивидендные выплаты, должна составлять не менее 15% чистой прибыли, определяемой на основе консолидированной финансовой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

начисленные в 2007 году по итогам 2006 года, составили 1 223 млн долл., или 16,3% от консолидированной чистой прибыли группы «ЛУКОЙЛ» по ОПБУ США за 2006 год.

Компания планомерно увеличивает размер дивидендных выплат. Дивиденды по итогам 2007 года, рекомендованные Советом директоров для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 26 июня 2008 года, составляют рекордные 42 руб. (1,80 долл.) на одну обыкновенную акцию, что на 10,5% выше аналогичного показателя за 2006 год. Базовая прибыль на обыкновенную акцию выросла в 2007 году на 26,7% и составила 11,48 долл. по сравнению с 9,06 долл. в 2006 году. Дивидендная доходность составляет 2,1%, что является самым высоким показателем для Компании за последние три года.

ДИВИДЕНД НА ОБЫКНОВЕННУЮ АКЦИЮ, РУБ. И ДИВИДЕНДНАЯ ДОХОДНОСТЬ, %

	Дивиденд, руб.	Дивидендная доходность, % ²
2003	24	2,8
2004	28	2,9
2005	33	1,3
2006	38	1,8
2007 ¹	42	2,1



¹ Размер дивидендов, рекомендованный Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» для утверждения на годовом Общем собрании акционеров.

² На дату объявления рекомендованных Советом директоров дивидендов.



РЕГИОН: УЗБЕКИСТАН

Узбекистан — один из ведущих традиционных производителей газа в Центрально-Азиатском регионе. Газовая промышленность Узбекистана имеет более чем полувековую историю. Именно в этой стране зарождалась газовая промышленность СССР. Первое газовое месторождение Сеталан-тепе в Кызылкумской пустыне было открыто в 1953 году. Несмотря на длительный срок добычи газа, потенциал Узбекистана и сегодня далеко не исчерпан. Высока перспективность разработки как действующих проектов, так и ранее неосвоенных районов, например шельфа Аральского моря. В связи с этим ОАО «ЛУКОЙЛ» рассматривает Узбекистан как одну из ключевых стран с точки зрения развития международной деятельности в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча».



Компания начала свою деятельность в Узбекистане весной 2001 года с подписания Договора об основных принципах и положениях будущего Соглашения о разделе продукции. В начале 2003 года в Ташкенте было создано представительство Группы. В 2004 году вступило в силу СРП по проекту Кандым – Хаузак – Шады между Республикой Узбекистан и консорциумом инвесторов в составе группы «ЛУКОЙЛ» и Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз». Ключевым событием 2007 года для Компании стало начало добычи природного газа на промысле Хаузак. Это стало важным шагом в реализации газовой стратегии группы «ЛУКОЙЛ».

В 2007 году вступило в силу СРП по разведке и разработке узбекской части Аральского моря, подписанное в 2006 году консорциумом инвесторов (Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз», группа «ЛУКОЙЛ», Petronas Carigali Overseas (Малайзия), CNPC International Ltd. (Китай) и KNOС Aral Ltd. (Корея). Уже осенью 2007 года консорциум инвесторов приступил к сейсморазведочным работам по проекту.

В начале 2008 года ЛУКОЙЛ приобрел 100% группы SNG Holdings Ltd., которая участвует в СРП по месторождениям Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона в Республике Узбекистан. Второй стороной СРП в качестве уполномоченного органа государства является Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз».

ЛУКОЙЛ стал одним из крупнейших российских инвесторов в Узбекистане: общий объем капитальных затрат Группы с 2004 по 2007 годы составил 437 млн долл. Всего по действующим проектам Компании в Узбекистане планируется вложить более 3 млрд долл.

Во всех регионах своей деятельности ЛУКОЙЛ исходит из того, что обеспечение экологической и промышленной безопасности является неотъемлемой составляющей эффективного бизнеса. Поэтому в Узбекистане в рамках существующих проектов Компанией были созданы и успешно функционируют системы управления промышленной и экологической безопасностью и охраной труда. Они построены в полном соответствии с действующим международным законодательством, на основе лучшей отечественной и зарубежной практики.

Помимо этого Компания активно занимается благотворительной и спонсорской деятельностью на территории страны. Так, ЛУКОЙЛ помогает ветеранам нефтегазовой промышленности Узбекистана, детским фондам, спортивным организациям, медицинским центрам, академическому театру оперы и балета имени Навои, Российскому культурному центру и целому ряду других социальных и культурных организаций.

Республика Узбекистан — государство в центральной части Средней Азии. На севере и западе страна граничит с Казахстаном, на юге — с Туркменистаном и Афганистаном, на востоке — с Таджикистаном и Киргизией. Площадь страны — 447 тыс. км². Узбекистан не имеет выхода к морю (не считая 420 км береговой линии Аральского моря).

По политическому устройству Узбекистан — правовое демократическое государство. Глава государства — президент.

Столица Узбекистана — Ташкент.

Население Узбекистана составляет 27 млн человек, из них 37% — городское и 63% — сельское. Основная часть населения — узбеки, на долю которых приходится почти 80% всего населения. Узбекистан — многонациональная республика, здесь проживают представители более 100 национальностей и народностей. Страна характеризуется относительно «молодым» населением.

Климат страны пустынно-континентальный. Средняя январская температура составляет –6°C, а средняя июльская +32°C.

Национальная валюта — сум (в 2007 году 1 рубль равнялся 49 сум, 1 долл. — 1 260 сум).

Валовой внутренний продукт Узбекистана по итогам 2007 года

вырос на 9,5% и составил более 22 млрд долл. Инфляция составила 6,8%. В структуре ВВП на сельское хозяйство приходится 22%, на промышленность — 30%, на сферу услуг — 48%. Внешне-торговый оборот в 2007 году составил 14,2 млрд долл., в том числе экспорт — 9,0 млрд долл., импорт — 5,2 млрд долл. В структуре экспорта 20% приходится на энергоносители и нефтепродукты, 13% — на хлопок, 12% — на черные и цветные металлы, 11% — на услуги и 44% — на прочие товары. Страна занимает второе место в мире по экспорту хлопка.

На территории Узбекистана выявлены **запасы** около 100 видов минерального сырья. Основными энергетическими ресурсами государства являются природный газ, уголь, запасы урановых руд и гидроэнергия.

Доказанные запасы газа Узбекистана составляют почти 2 трлн м³ (почти 70 трлн фут³). Узбекистан входит в первую двадцатку стран мира по объему запасов газа. Крупнейшими месторождениями являются Шуртанское (0,5 трлн м³, 18 трлн фут³) и Аланское (0,2 трлн м³, 7 трлн фут³).

Добыча природного газа в Узбекистане по итогам 2007 года составила 65,2 млрд м³, что на 3,9% больше по сравнению с 2006 годом. Экспорт газа составил около 14 млрд м³. Со стороны России закупки узбекского газа осуществляет ОАО «Газпром».

■ ПРОЕКТ КАНДЫМ — ХАУЗАК — ШАДЫ

Проект Кандым – Хаузак – Шады, СРП по которому было подписано в 2004 году, является наиболее эффективным в газовом блоке группы «ЛУКОЙЛ» благодаря высокому потенциалу роста добычи и рыночным условиям реализации газа. Проект является также крупнейшим международным проектом Компании с учетом доли участия: максимальный уровень добычи по проекту в целом составит около 12 млрд м³/год газа. Общий объем капиталовложений консорциума по проекту оценивается в 2 млрд долл.

Срок действия соглашения составляет 35 лет. Участниками СРП являются Республика Узбекистан и консорциум инвесторов в составе группы «ЛУКОЙЛ» (90% участия в консорциуме) и Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз» (10%). Соглашение предусматривает разработку участка Хаузак-Шады Денгизкульского месторождения и Кандымской группы месторождений, а также проведение геолого-разведочных работ на Кунградском блоке. Доказанные запасы по проекту на начало 2008 года составляют 3 338 млрд фут³ газа и 6,5 млн барр. нефти и газового конденсата (в том числе доля Компании — 3 290 млрд фут³ газа и 6,4 млн барр. нефти и конденсата).

В 2005 году Компания приступила к сейсморазведочным работам на участках Хаузак и Шады и провела экологический аудит на всех участках проекта. На Кунградском блоке был получен промышленный приток газа на скважине Шеге-1, которая была приобретена и расконсервирована в том же

году. В 2006 году на промысле Хаузак велись интенсивное эксплуатационное бурение и строительство установки предварительной подготовки газа, пунктов сбора газа и инфраструктурных объектов. В ноябре 2007 года на промысле началась добыча природного газа. Таким образом, ЛУКОЙЛ впервые в качестве оператора ввел в эксплуатацию газоконденсатное месторождение за рубежом.

Добытый по проекту газ поставляется по трубопроводу Средняя Азия – Центр или Бухара – Урал до границы между Узбекистаном и Казахстаном и реализуется по официальной цене, зафиксированной в соглашении между Россией и Узбекистаном. В 2007 году эта цена составляла 100 долл./1 000 м³. С 1 января 2008 года она была увеличена до 130 долл./1 000 м³, а с 1 июля 2008 года вырастет до 160 долл./1 000 м³.

В соответствии с условиями СРП по добытой продукции уплачивается роялти по льготной ставке. Кроме того, группе «ЛУКОЙЛ» предоставлены семилетние налоговые каникулы по налогу на прибыль. По их истечении налог на прибыль будет уплачиваться также по льготной ставке. Доля государства в прибыльной продукции варьируется в зависимости от внутренней нормы доходности проекта для группы «ЛУКОЙЛ», то есть фактическая шкала налогообложения является прогрессивной.

УЧАСТОК ХАУЗАК-ШАДЫ

Участок Хаузак-Шады находится в приграничной зоне Узбекистана с Туркменистаном. Площадь участка составляет 316 км².

В 2007 году на промысле Хаузак было завершено строительство установки предварительной подготовки газа, велись работы по расконсервации скважин, их обследованию и спуску эксплуатационного оборудования. Было введено в эксплуатацию 10 новых наклонно направленных скважин дебитом 525 тыс. м³/сут. Был введен в эксплуатацию конденсатопровод до наливной эстакады месторождения Северный Уртабулак.

В начале ноября 2007 года на промысле Хаузак начались промышленная добыча газа и его прокачка по трубопроводу Денгизкуль — Мубарек. Добыча природного газа в 2007 году составила 185 млн м³ (доля Группы — 154 млн м³), конденсата — 2 тыс. т (доля Группы — 1,7 тыс. т). На конец 2007 года эксплуатационный фонд скважин составлял 12 единиц.

В 2008 году на промысле Хаузак планируется ввести в эксплуатацию 12 новых добывающих скважин и добыть 2,5 млрд м³ газа. Кроме этого, планируется уточнить геологическую модель участка и провести пересчет запасов.

Проектный годовой уровень добычи газа по участку Хаузак-Шады составляет более 3 млрд м³. Выход на этот уровень запланирован на 2009 год. Начало добычи на промысле Шады запланировано на 2012 год. Участок Хаузак-Шады планируется разрабатывать с помощью 37 эксплуатационных скважин, в том числе 1 горизонтальной, 25 наклонно направленными и 11 вертикальными.

КАНДЫМСКАЯ ГРУППА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Площадь Кандымской группы месторождений (Кандым, Кувачи-Алат, Аккум, Парсанкуль, Ходжи, Западный Ходжи) составляет 1,1 тыс. км². Часть участка расположена в приграничной с Туркменистаном зоне. Расстояние от участка до системы магистральных газопроводов — 80 км.

В 2007 году было подготовлено и утверждено предварительное Технико-экономическое обоснование обустройства Кандымской группы месторождений, завершены работы по проведению конкурса на разработку окончательного ТЭО и рабочей документации. Разработку ТЭО планируется завершить в 2009 году, рабочей документации — в 2010 году. В 2007 году выполнена программа по расконсервации и опробованию 24 эксплуатационных скважин.

Начало строительства первоочередных объектов и бурение эксплуатационных скважин запланированы на середину 2009 года. Кандымскую группу месторождений планируется разрабатывать с помощью 126 эксплуатационных скважин. Ввод первого пускового комплекса на Кандымской группе месторождений планируется осуществить в конце 2011 года. Проектный годовой уровень добычи газа составляет более 8 млрд м³.

Проект предусматривает также строительство газоперерабатывающего завода мощностью 8 млрд м³/год газа. Первую очередь завода планируется ввести в эксплуатацию в 2010 году. На Кандымском ГПЗ предусмотрено строительство установок сепарации газа, стабилизации конденсата и производства сжиженных газов, сероочистки газа, производства серы и др. Новый ГПЗ будет сравним по размерам с крупнейшими в СНГ (Астраханским, Оренбургским, Мубарекским). Очищенный и осушенный газ с Кандымского ГПЗ по вновь построенному газопроводу

МАРКЕТИНГ: СХЕМА РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЫРЬЯ



протяженностью 90 км будет подаваться в газопровод Бухара – Урал и в систему газопроводов Средняя Азия – Центр. Продукты переработки газа (стабильный конденсат, сжиженный газ, сера) будут отгружаться железнодорожным транспортом.

УЧАСТОК КУНГРАД

Площадь Кунградского блока, на котором Компания проводит геологоразведку, составляет 3,7 тыс. км². Через территорию участка проходит магистральный газопровод Средняя Азия — Центр. Территория Кунградского блока при вхождении Компании в проект характеризовалась слабой и неравномерной геолого-геофизической изученностью, несмотря на то, что геолого-разведочные работы велись здесь с 1950-х годов. До вхождения Компании в проект на территории блока были пробурены 2 опорные скважины (Кунград-1, Раушан-1), 2 параметрические скважины (Тахтакаир-1, Арка-Кунград-1) и 2 поисковые скважины (Шеге-1 и Шеге-2).

В результате проведения Компанией комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и данных бурения было уточнено геологическое строение Кунградского блока. В 2005 году по итогам испытаний скважины Шеге-1 был получен промышленный приток газа дебитом 348 тыс. м³/сут. В 2007 году завершены работы по построению геолого-геофизической модели блока и оценке его ресурсов. Кроме этого, были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 574 км и подготовлен паспорт на структуру Южное-Шеге.

В соответствии с условиями СРП в целом по Кунградскому блоку Консорциум должен в течение 6 лет провести сейсморазведочные работы 2D в объеме 3 100 км и пробурить 2 разведочные скважины. Сейсморазведочные работы планируется завершить в конце 2008 года. И тогда же по результатам ранжирования перспективных объектов будет принято решение о бурении разведочной скважины, которое планируется осуществить в 2009 году.

■ ПРОЕКТ АРАЛ

8 сентября 2005 года в Ташкенте было подписано Соглашение о создании консорциума инвесторов в составе Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз», группы «ЛУКОЙЛ», Petronas Carigali Overseas (Малайзия), Korea National Oil Corporation (Республика Корея) и CNPC International Ltd. (Китай) с целью получения прав на геологоразведку и разработку запасов углеводородов в узбекской части Аральского моря. Все члены консорциума имеют в проекте равные доли (20%). СРП по проекту было подписано в 2006 году и вступило в силу в начале 2007 года. Срок СРП составляет 35 лет. Площадь контрактного участка — 18,3 тыс. км². Разведочный период продолжится до 2012 года с возможным продлением до 2015 года.

В 2007 году на контрактной территории был завершен экологический аудит и проведены сейсморазведочные работы 2D на суше, в воде, а также в транзитной зоне в объеме 329 км. Завершение сейсморазведочных работ запланировано на конец 2008 года. На 2009–2010 годы по проекту запланировано бурение двух поисковых скважин.

■ ПРИОБРЕТЕНИЯ 2008 ГОДА

В начале 2008 года ЛУКОЙЛ приобрел 100% группы SNG Holdings Ltd., которая участвует в СРП по разведке и разработке месторождений Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона в Республике Узбекистан. Сумма сделки составила 578 млн долл. (Соглашение о приобретении предусматривает также два дополнительных условных платежа на общую сумму 200 млн долл.) Второй стороной СРП является Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз». СРП вступило в силу в апреле 2007 года. Срок его действия — 36 лет.

На контрактной территории Юго-Западного Гиссара расположено 7 месторождений — газоконденсатные Джаркудук-Янги Кызылча, Гумбулак, Аманата, Пачкамар и Адамташ, нефтегазоконденсатное Южный Кызылбайрак и нефтяное Кошкудук. На Южном Кызылбайраке и Кошкудуке на момент приобретения уже добывались небольшие объемы нефти и газового конденсата.

Утвержденные Государственной комиссией по запасам Республики Узбекистан геологические запасы месторождений Юго-Западного Гиссара по категории С1 составляют около 100 млрд м³ газа и около 6 млн т жидких углеводородов (нефти и газового конденсата). Таким образом, стоимость приобретения запасов категории С1 составила чуть более 0,9 долл./барр. н. э.

Лицензия на проведение геологоразведки, включая поисково-оценочные работы на Караумбетском и Шуманайском инвестиционных блоках Центрального Устюрта (Каракалпакия) и доразведку контрактной территории на Юго-Западном Гиссаре, выдана на 5 лет. Минимальный объем инвестиций в геологоразведку составляет около 22 млн долл.

Проектный объем добычи на месторождениях Юго-Западного Гиссара составляет более 3 млрд м³/год газа и более 300 тыс. т/год жидких углеводородов. Выйти на этот уровень планируется к 2011 году. Инвестиции, необходимые для реализации проекта, оцениваются примерно в 700 млн долл. По состоянию на конец 2007 года в проект было инвестировано более 70 млн долл.

Сырье с месторождений Юго-Западного Гиссара планируется перерабатывать на Шуртанском газохимическом комплексе, откуда сухой газ будет направляться на экспорт по магистральным сетям ОАО «Газпром». Жидкие углеводороды через терминал в Шуртане будут поставляться на Бухарский и Ферганский НПЗ.



КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ЗА 2007 И 2006 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 2007 и 2006 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2007, 2006 и 2005 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 рассмотрение системы внутреннего контроля над подготовкой финансовой отчетности с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения

об эффективности системы внутреннего контроля над подготовкой финансовой отчетности. Соответственно, мы не выражаем такого мнения. Аудит также включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности, 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 2007 и 2006 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2007, 2006 и 2005 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

ZAO KPMG

ЗАО «КПМГ»
Москва, Российская Федерация
7 апреля 2008 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ БАЛАНСЫ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007 И 2006 ГГ.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2007	2006
АКТИВЫ			
ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Денежные средства и их эквиваленты	3	841	752
Краткосрочные финансовые вложения		48	44
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	7 467	5 158
Запасы	6	4 609	3 444
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		4 109	3 693
Прочие оборотные активы		625	406
Активы для продажи	10	204	75
ИТОГО ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ		17 903	13 572
Финансовые вложения	7	1 086	1 442
Основные средства	8	37 930	31 316
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	490	362
Деловая репутация и прочие нематериальные затраты	9	934	791
Прочие внеоборотные активы		1 289	754
ИТОГО АКТИВЫ		59 632	48 237
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ			
КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Кредиторская задолженность		4 554	2 759
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	2 214	1 377
Обязательства по уплате налогов		2 042	1 663
Прочие краткосрочные обязательства		918	1 132
ИТОГО КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		9 728	6 931
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12,16	4 829	4 807
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	2 079	2 116
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	811	608
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		395	352
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний		577	523
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		18 419	15 337
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ			
Обыкновенные акции	15	15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(1 591)	(1 098)
Добавочный капитал		4 499	3 943
Нераспределенная прибыль		38 349	30 061
Прочий накопленный совокупный убыток		(59)	(21)
ИТОГО АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ		41 213	32 900
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ		59 632	48 237



 Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Алекперов В.Ю.



 Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Хоба Л.Н.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ ЗА 2007, 2006 И 2005 ГГ.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2007	2006	2005
ВЫРУЧКА				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	23	81 891	67 684	55 774
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	347	425	441
ИТОГО ВЫРУЧКА		82 238	68 109	56 215
ЗАТРАТЫ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ				
Операционные расходы		(6 172)	(4 652)	(3 443)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(27 982)	(22 642)	(19 590)
Транспортные расходы		(4 457)	(3 600)	(3 371)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 207)	(2 885)	(2 578)
Износ и амортизация		(2 172)	(1 851)	(1 315)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(9 367)	(8 075)	(6 334)
Акцизы и экспортные пошлины		(15 033)	(13 570)	(9 931)
Затраты на геолого-разведочные работы		(307)	(209)	(317)
(Убыток) прибыль от выбытия и снижения стоимости активов		(123)	(148)	52
ПРИБЫЛЬ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		13 418	10 477	9 388
Расходы по процентам		(333)	(302)	(275)
Доходы по процентам и дивидендам		135	111	96
Прибыль (убыток) по курсовым разницам		93	169	(134)
Прочие внеоперационные расходы		(240)	(118)	(44)
Доля миноритарных акционеров		(55)	(80)	(121)
ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ		13 018	10 257	8 910
Текущий налог на прибыль		(3 410)	(2 906)	(2 301)
Отложенный налог на прибыль		(97)	133	(166)
ИТОГО РАСХОД ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	13	(3 507)	(2 773)	(2 467)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ		9 511	7 484	6 443
Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)				
Базовая прибыль	15	11,48	9,06	7,91
Разводненная прибыль	15	11,48	9,04	7,79

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ ОБ АКЦИОНЕРНОМ КАПИТАЛЕ И СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ ЗА 2007, 2006 И 2005 ГГ.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2007		2006		2005	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(1 098)		(527)		(706)	
Акции, выкупленные у акционеров	(712)		(782)		-	
Выбытие акций	219		211		179	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	(1 591)		(1 098)		(527)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	3 943		3 730		3 564	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	-		22		47	
Результат программы вознаграждения	103		-		-	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	453		191		119	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	4 499		3 943		3 730	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	30 061		23 586		17 938	
Чистая прибыль	9 511	9 511	7 484	7 484	6 443	6 443
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 223)		(1 009)		(795)	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	38 349		30 061		23 586	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(21)		-		-	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	(16)	(16)	-	-	-	-
Актuarный убыток	(22)	(22)	-	-	-	-
Эффект от первоначального применения Положения № 158	-		(21)		-	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	(59)		(21)		-	
Итого совокупный доход за год		9 473		7 484		6 443
ИТОГО АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ НА 31 ДЕКАБРЯ	41 213		32 900		26 804	

ДВИЖЕНИЕ АКЦИЙ

	2007 (тыс. штук)	2006 (тыс. штук)	2005 (тыс. штук)
	Обыкновенные акции, выпущенные		
Остаток на 1 января	850 563	850 563	850 563
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	850 563	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января	(23 632)	(21 667)	(33 884)
Акции, выкупленные у акционеров	(8 756)	(9 017)	-
Выбытие акций	9 067	7 052	12 217
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	(23 321)	(23 632)	(21 667)

КОНСОЛИДИРОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ЗА 2007, 2006 И 2005 ГГ.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2007	2006	2005
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ		9 511	7 484	6 443
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		2 172	1 851	1 315
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		209	(106)	(397)
Списание затрат по сухим скважинам		143	91	170
Убыток (прибыль) от выбытия и снижения стоимости активов		123	148	(52)
Отложенный налог на прибыль		97	(133)	166
Неденежный убыток (неденежная прибыль) по курсовым разницам		193	86	(26)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(36)	(123)	(133)
Прочие, нетто		297	89	258
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(2 297)	388	(1 337)
Запасы		(1 148)	(816)	(735)
Кредиторская задолженность		1 599	592	245
Обязательства по уплате налогов		386	(430)	705
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(368)	(1 355)	(418)
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		10 881	7 766	6 204
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Приобретение лицензий		(255)	(7)	(3)
Капитальные затраты		(9 071)	(6 419)	(3 979)
Поступления от реализации основных средств		72	310	51
Приобретение финансовых вложений		(206)	(312)	(242)
Поступления от реализации финансовых вложений		175	216	234
Продажа долей в дочерних и зависимых компаниях		1 136	71	588
Приобретение компаний и долей миноритарных акционеров (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(1 566)	(1 374)	(2 874)
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		(9 715)	(7 515)	(6 225)
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(59)	700	(638)
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		2 307	1 092	2 474
Погашение долгосрочных обязательств		(1 632)	(1 077)	(704)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 230)	(1 015)	(800)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(78)	(119)	(53)
Финансирование, полученное от связанных и сторонних миноритарных акционеров		177	-	101
Приобретение акций Компании		(712)	(782)	-
Поступления от продажи собственных акций		129	-	46
Прочие, нетто		-	15	6
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, (ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В) ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		(1 098)	(1 186)	432
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		21	37	(18)
ЧИСТОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ (УМЕНЬШЕНИЕ) ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТОВ		89	(898)	393
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		752	1 650	1 257
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ НА КОНЕЦ ГОДА	3	841	752	1 650
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ				
Проценты выплаченные		497	377	296
Налог на прибыль уплаченный		2 872	2 980	2 402

ПРИЛАГАЕМЫЕ ПРИМЕЧАНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ ДАННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ.

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 его 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 этому Указу Правительство Российской Федерации 5 апреля 1993 г. передало Компании 51% голосующих акций пятнадцати компаний. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 861 в течение 1995 г. Группе 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

Данная 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 и результатах деятельности Компании, а также 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. Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу пропорциональной консолидации. 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» консолидированного баланса.

■ 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, в которых 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 включает акциз на продажу нефтепродуктов и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты.

Выручка от торговых операций, осуществляемых в недежной 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 2007, 2006 и 2005 гг. валютный курс составлял 24,55, 26,33 и 28,78 руб. за 1 долл. США соответственно.

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

■ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

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

■ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

Денежные средства, по которым существуют ограничения в использовании, отражены в составе прочих внеоборотных активов.

■ 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 нефти, нефтепродуктов и материалов, отражаются по наименьшей из двух величин — себестоимости или рыночной стоимости. Себестоимость определяется по методу средневзвешенной стоимости.

■ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Все долговые и долевого ценные бумаги 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 вы-

четом 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 начисление отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

■ ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Для учета нефте- и газодобывающих основных средств (основных средств производственного назначения) компании Группы применяют метод «результативных затрат», согласно которому производится капитализация затрат на приобретение месторождений, бурение продуктивных разведочных скважин, всех затрат на разработку 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.

Группа продолжает капитализировать расходы, связанные с разведочными скважинами и стратиграфическими скважинами разведочного типа, более одного года после окончания бурения, если скважина обнаруживает достаточный объем запасов, чтобы оправдать ее перевод в состав добывающих скважин, и проводятся достаточные мероприятия для оценки запасов, экономической и технической целесообразности проекта. При невыполнении этих условий или при получении информации, которая приводит к существенным сомнениям в экономической или технической целесообразности проекта, скважина признается обесцененной и ее стоимость (за минусом ликвидационной стоимости) относится на расходы.

Износ и амортизация капитализированных затрат на приобретение месторождений рассчитываются по методу

единицы произведенной продукции на основе данных о доказанных запасах, а капитализированных затрат на разведку и разработку 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. Активы социального назначения 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.

■ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ

Группа отражает справедливую стоимость законодательно установленных обязательств, связанных с ликвидацией, демонтажем и прочим выбытием долгосрочных материальных активов в момент возникновения обязательств. Одновременно в том же размере производится увеличение балансовой стоимости соответствующего долгосрочного актива. Впоследствии обязательства увеличиваются в связи с приближением срока их исполнения, а соответствующий актив амортизируется с использованием метода единицы произведенной продукции.

■ 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, то 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 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 разницей между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также и в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых

льгот, неиспользованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы, возместить стоимость активов и погасить обязательства. Изменения величины активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль, обусловленные изменением налоговых ставок, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором указанные ставки были законодательно утверждены.

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

■ ЗАЕМНЫЕ СРЕДСТВА

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

В случае 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, представляются данные о разводненной прибыли на акцию.

■ УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На дату составления настоящей консолидированной финансовой отчетности возможно существование определенных условий (обстоятельств), которые могут привести к убыткам для Группы. Возможность возникновения или невозникновения таких убытков 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 расходы от выполнения обязательств по восстановлению окружающей среды обычно признаются не позднее срока составления технико-экономического обоснования по проведению таких работ. Группа производит начисление расходов, 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 участием в определенных 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 куплипродажи, 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.

■ СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

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

■ НОВЫЕ СТАНДАРТЫ УЧЕТА

В марте 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 161 «**Раскрытие информации о производных финансовых инструментах и операциях хеджирования**». Данное Положение устанавливает новые требования при раскрытии операций, касающихся влияния производных финансовых инструментов и хеджирования на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки компании. Положение № 161 должно применяться для годовой и промежуточной финансовой отчетности начиная с 15 ноября 2008 г. Досрочное применение Положения разрешено. Группе необходимо применять требования Положения № 161, начиная с первого квартала 2009 г. Группа ожидает, что применение Положения № 161 не окажет существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 141 (Пересмотренное) «**Приобретение компаний**». Данное Положение будет применяться ко всем сделкам, в результате которых организация приобретает контроль над одним или несколькими предприятиями. Положение № 141 (Пересмотренное) требует, чтобы организация признавала справедливую стоимость активов и обязательств, приобретенных в ходе сделки, признавала и определяла деловую репутацию в результате приобретения или прибыль от приобретения, а также модифицирует требования по раскрытию информации. Положение № 141 (Пересмотренное) применимо к приобре-

тениям, произошедшим после 1 января 2009 г. Досрочное применение Положения запрещено.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 160 **«Неконтролируемые доли в консолидированной финансовой отчетности — поправка к ARB № 51»**. Данное Положение будет применяться ко всем организациям, подготавливающим консолидированную финансовую отчетность (кроме некоммерческих организаций), которые имеют неконтролируемые доли в своих дочерних компаниях, а также к тем организациям, которые должны деконсолидировать дочерние компании. Положение меняет отражение в консолидированном балансе неконтролируемой доли, устанавливает единый метод учета изменений в доле, которой владеет материнская организация, в случаях, когда не происходит деконсолидация, и требует от материнской организации признавать прибыли и убытки при деконсолидации дочерних компаний. Положение вступает в силу 1 января 2009 г. и должно применяться начиная с этой даты, за исключением требований по раскрытию информации, которые должны быть применены к предшествующим периодам. Досрочное применение Положения запрещено.

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 159 **«Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости»**. Данное Положение расширяет возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешает компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании будут учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Положение вступает в силу начиная с первого квартала 2008 г. Группа ожидает, что применение Положения № 159 не будет иметь существенного влияния на финансовую отчетность.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 158 **«Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, — изменение Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)»**. Данное Положение требует, чтобы работодатель, который индивидуально финансирует один или несколько пенсионных планов с установленными выплатами: а) признавал статус фондирования пенсионного плана с установленными выплатами в бухгалтерском балансе; б) признавал в составе прочего совокупного дохода (с учетом налогов) прибыли или убытки и положительную или отрицательную стоимость вклада предыдущей службы, которые возникают в текущем периоде, но не признаются в составе чистых периодических пенсионных расходов; в) проводил оценку активов и обязательств пенсионного плана с установленными выплатами по состоянию на конец финансового года работодателя

(с некоторыми исключениями); г) раскрывал в примечаниях к финансовой отчетности дополнительную информацию об определенных факторах, влияющих на чистые пенсионные расходы в следующем финансовом году, в связи с отложенным признанием прибылей или убытков и положительной или отрицательной стоимости вклада предыдущей службы и активов или обязательств переходного периода. Требования Положения действуют начиная с 31 декабря 2006 г., за исключением требования оценки активов и обязательств плана по состоянию на конец финансового года работодателя, которое действует начиная с 31 декабря 2008 г. Применение требования Положения № 158 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 157 **«Оценка справедливой стоимости»**, которое устанавливает единое официальное определение справедливой стоимости, вводит систему оценки справедливой стоимости и дополнительные требования к раскрытиям в отношении оценки справедливой стоимости. Данное Положение не требует проведения каких-либо новых оценок справедливой стоимости, а нацелено на достижение более последовательного их проведения. Группе необходимо применять требования Положения № 157 начиная с первого квартала 2008 г. Группа ожидает, что применение Положения № 157 не будет иметь существенного влияния на финансовую отчетность.

В июне 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Интерпретацию № 48 **«Учет фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, интерпретация Положения № 109»** (далее — Интерпретация № 48). Данная Интерпретация разъясняет методы учета фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, отражаемого в отчетности компаний в соответствии с Положением № 109 «Учет налога на прибыль». Группа применила положения Интерпретации № 48 начиная с первого квартала 2007 г. Применение Интерпретации № 48 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета утвердил согласованную позицию Комитета по решению технических вопросов в Публикации № 06-3 **«О порядке представления налогов, полученных от покупателей и вылаченных государственным органам, в отчете о прибылях и убытках (т.е. свернутое или развернутое представление)»**. Данная позиция требует раскрытия порядка представления налогов в отчетности (свернуто или развернуто), а также раскрытия в промежуточной и годовой финансовой отчетности таких налогов, отраженных развернуто. Группа применила положения Публикации № 06-3 в 2006 г. Применение данной Публикации не оказало существенного влияния на финансовую отчетность.

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 обязательства по платежам сотрудникам, основанным на стоимости акций, по справедливой стоимости на дату введения программы и на каждую отчетную дату и относить их на расходы в течение соответствующего

периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций и включенные в состав капитала, должны быть оценены по справедливой стоимости на дату введения программы и отнесены на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Применение требований Положения № 123 (R) в течение 2006 г. не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

ПРИМЕЧАНИЕ 3. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Денежные средства в рублях	285	119
Денежные средства в иностранной валюте	417	321
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	47	130
Денежные средства в связанных банках в рублях	80	97
Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте	12	85
ИТОГО ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ	841	752

ПРИМЕЧАНИЕ 4. НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

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

	2007	2006	2005
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	36	123	133
Погашение обязательства по программе вознаграждения, основанной на стоимости акций	537	-	-
Неденежное приобретение доли меньшинства в дочерней компании	-	314	-
Погашение облигаций за счет акций Компании	-	91	300
ИТОГО НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ	573	528	433

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

	2007	2006	2005
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	9 715	7 515	6 225
Неденежное приобретение доли меньшинства в дочерней компании	-	314	-
Погашение облигаций за счет акций Компании	36	123	133
ИТОГО ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	9 751	7 952	6 358

ПРИМЕЧАНИЕ 5. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ВЕКСЕЛЯ К ПОЛУЧЕНИЮ, ЗА МИНУСОМ РЕЗЕРВА ПО СОМНИТЕЛЬНЫМ ДОЛГАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 69 и 84 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	5 962	3 873
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 196	1 097
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 48 и 38 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	309	188
ИТОГО ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ	7 467	5 158

ПРИМЕЧАНИЕ 6. ЗАПАСЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Нефть и нефтепродукты	3 609	2 713
Материалы для добычи и бурения	477	323
Материалы для нефтепереработки	24	28
Прочие товары, сырье и материалы	499	380
ИТОГО ЗАПАСЫ	4 609	3 444

ПРИМЕЧАНИЕ 7. ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	836	1 157
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	232	261
Прочие долгосрочные финансовые вложения	18	24
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	1 086	1 442

■ 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.

	2007		2006		2005	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	2 930	1 382	2 367	1 251	2 972	1 383
Прибыль до налога на прибыль	1 398	650	1 315	690	1 214	605
Минус налог на прибыль	(605)	(303)	(529)	(265)	(338)	(164)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ	793	347	786	425	876	441

	По состоянию на 31 декабря 2007		По состоянию на 31 декабря 2006	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	1 320	618	1 668	829
Основные средства	2 082	1 082	2 140	1 168
Прочие внеоборотные активы	181	88	53	25
Итого активы	3 583	1 788	3 861	2 022
Краткосрочные займы и кредиты	204	89	161	70
Прочие краткосрочные обязательства	682	329	511	264
Долгосрочные займы и кредиты	1 005	511	1 003	518
Прочие долгосрочные обязательства	47	23	24	13
ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	1 645	836	2 162	1 157

ПРИМЕЧАНИЕ 8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2007	по состоянию на 31 декабря 2006	по состоянию на 31 декабря 2007	по состоянию на 31 декабря 2006
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА				
Западная Сибирь	19 424	16 911	10 811	8 673
Европейская часть России	18 776	15 378	13 303	10 277
За рубежом	4 360	5 238	3 716	4 594
ИТОГО	42 560	37 527	27 830	23 544
ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ, СБЫТ И НЕФТЕХИМИЯ				
Западная Сибирь	22	19	16	16
Европейская часть России	9 216	7 281	6 292	4 700
За рубежом	4 855	3 988	3 241	2 605
ИТОГО	14 093	11 288	9 549	7 321
ПРОЧИЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Западная Сибирь	156	157	69	72
Европейская часть России	399	307	338	267
За рубежом	181	140	144	112
ИТОГО	736	604	551	451
ИТОГО ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА	57 389	49 419	37 930	31 316

По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 821 млн долл. США и 618 млн долл. США соответственно.

Из них 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на каждую отчетную дату.

Ниже приводятся изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в течение 2007 и 2006 гг.

	2007	2006
Обязательства, связанные с окончанием срока использования активов, по состоянию на 1 января	618	397
Расход от начисления обязательств	60	39
Новые обязательства	91	113
Изменения в оценке существующих обязательств	20	39
Расходы по существующим обязательствам	(10)	(8)
Выбытие имущества	(7)	(3)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	49	41
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ СРОКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ, ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ	821	618

ПРИМЕЧАНИЕ 9. ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
АМОРТИЗИРУЕМЫЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ		
Программное обеспечение	410	327
Лицензии и прочие нематериальные активы	56	52
Деловая репутация	468	412
ИТОГО ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ	934	791

Вся деловая репутация относится к сегменту переработки, торговли и сбыта. В результате приобретения 376 заправочных станций в Европе Группа признала деловую репутацию в сумме 64 млн долл. США в течение 2007 г. (см. Примечание 17. Приобретение новых компаний).

ПРИМЕЧАНИЕ 10. ВЫБЫТИЕ АКТИВОВ И ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЙ

В декабре 2007 г. компания Группы приступила к реализации плана по продаже 162 заправок, находящихся в Пенсильвании и южной части Нью-Джерси (США), купленных у компании «КонокоФиллипс» в 2004 г. В феврале 2008 г. данная компания Группы заключила со сторонним инвестором договор купли-продажи этих заправок за 138 млн долл. США. Обязательства по восстановлению окружающей среды по данному договору оцениваются приблизительно в 19 млн долл. США. Группа продолжит поставку нефтепродуктов на заправки по контракту, заключенному с новыми владельцами на 15 лет. Завершение сделки ожидается в мае 2008 г. По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа отразила эти заправки по балансовой стоимости равной 134 млн долл. США в консолидированном балансе как активы для продажи. Дополнительно Группа отразила обязательство, связанное с активами для продажи, в сумме 14 млн долл. США, которое было включено в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса.

В апреле 2007 г. компания Группы продала 50%-ю долю в компании «Каспиэн Инвестментс Ресорсез Лтд.» (далее —

компания «Каспиэн», старое название — компания «Нельсон Ресорсез Лимитед»), которая осуществляет разведку и добычу в западном Казахстане, компании «Миттал Инвестментс» за 980 млн долл. США. В дополнение к этому «Миттал Инвестментс» погасило задолженность в размере 175 млн долл. США, что составило 50% непогашенного долга компании «Каспиэн» компаниям Группы.

В декабре 2006 г. компания Группы завершила продажу своих 100%-х долей в компаниях «ЛУКОЙЛ Шельф Лимитед» и «ЛУКОЙЛ Оверсиз Ориент Лимитед» за 40 млн долл. США. Компании «ЛУКОЙЛ Шельф Лимитед» и «ЛУКОЙЛ Оверсиз Ориент Лимитед» владеют буровой установкой «Астра» и оказывают услуги по бурению на шельфе Каспийского моря.

В мае 2006 г. Группа завершила продажу оставшейся 21%-й доли в ОАО Банк «Петрокоммерц» за 33 млн долл. США связанной стороне, руководство и Совет директоров которой включают некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров. Балансовая стоимость финансового вложения на дату сделки была равна цене продажи.

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. Продажа оставшихся двух танкеров ожидается в апреле 2008 г. по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости — 70 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи.

ПРИМЕЧАНИЕ 11. КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	938	949
Краткосрочные кредиты и займы от связанных сторон	-	52
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 276	376
ИТОГО КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ	2 214	1 377

Краткосрочные кредиты и займы являются необеспеченными и в основном подлежат уплате в долларах США. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным

кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. составляла 5,97% и 5,64% годовых соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 12. ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 2 391 и 3 204 млн долл. США на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно)	2 439	3 277
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	1 745	1 043
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г.	-	4
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	-
Рублевые облигации со ставкой 7,25% и сроком погашения в 2009 г.	244	228
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	326	304
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	244	228
Долгосрочные обязательства по аренде	107	99
Общая сумма долгосрочной задолженности	6 105	5 183
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 276)	(376)
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ	4 829	4 807

■ ДОЛГОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И КРЕДИТЫ

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США и имеет сроки погашения от 2008 г. до 2037 г. Приблизительно 6% долгосрочных кредитов и займов обеспечено экспортными поставками и основными средствами. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. составляла 5,77% и 6,23% годовых соответственно.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «Ситибанк», «АБН АМРО», «БНП Париба», «Банковская Корпорация «Сумитомо», «Сосьете Женераль», с задолженностью в сумме 934 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 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 «Каспиэн» в 2005 г.

Компания имеет кредитное соглашение с Европейским банком реконструкции и развития с задолженностью в сумме 250 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датой погашения в 2017 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР плюс 0,45% до ЛИБОР плюс 0,65% годовых.

Компания имеет кредитное соглашение с банком «Калион» с задолженностью в сумме 225 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датой погашения в 2013 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 0,4% годовых.

Компания Группы имеет кредитное соглашение с банком «АБН АМРО» с суммой задолженности 59 млн долл. США

по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датой погашения в 2016 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,18% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с банками «Калион» и «АБН АМРО» с задолженностью в сумме 221 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датами погашения до 2010 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 0,85% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис», поддержанный гарантией Корпорации США по частным инвестициям за рубежом, с задолженностью в сумме 203 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет кредитное соглашение с банком «Внешэкономбанк» с задолженностью в сумме 123 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датами погашения до 2011 г. Фиксированная процентная ставка по данному заимствованию составляет 3% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с фиксированными процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2007 г. составила 67 млн долл. США с датами погашения от 2008 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка составляет 3,88% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2007 г. составила 357 млн долл. США с датами

погашения от 2008 до 2018 гг. Средневзвешенная процентная ставка составляет 5,99% годовых.

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 1 745 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. и датами погашения до 2037 г. По данным соглашения ставки процентов фиксированы и составляют от 6,8% до 8,2% годовых. Эти соглашения являются частью стратегического альянса с компанией «КонокоФиллипс». Данное финансирование используется для развития добычи нефти и сбытовой инфраструктуры в Тимано-Печорском регионе России.

■ НЕКОНВЕРТИРУЕМЫЕ ОБЛИГАЦИИ В ДОЛЛАРАХ США

В июне 2007 г. компания Группы выпустила неконвертируемые облигации общей стоимостью 1 млрд долл. США. Облигации общей стоимостью 500 млн долл. США были размещены на срок 10 лет с купонной доходностью 6,356% годовых. Остальные облигации были размещены на срок 15 лет с купонной доходностью 6,656% годовых. Все облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон.

■ 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 12,246 (ранее — 12,112) 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 их номинальной стоимости. Балансовая стоимость облигаций увеличивается до суммы погашения. Начисление увеличения до суммы погашения отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках. До даты погашения держатели облигаций конвертировали 349 250 облигаций в 16,9 млн акций. Остальные облигации были погашены денежными средствами 29 ноября 2007 г.

■ РУБЛЕВЫЕ ОБЛИГАЦИИ

В декабре 2006 г. Компания выпустила 14 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Восемь миллионов облигаций было размещено со сроком обращения 5 лет и ставкой

купона 7,10% годовых, шесть миллионов облигаций было размещено со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. Облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон.

В ноябре 2004 г. Компания выпустила 6 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию и сроком погашения 23 ноября 2009 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 1 276 млн долл. США в 2008 г., 502 млн долл. США в 2009 г., 384 млн долл. США в 2010 г., 516 млн долл. США в 2011 г., 144 млн долл. США в 2012 г. и 3 283 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. 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 Группы в Российской Федерации облагается федеральной ставкой налога на прибыль, которая составляет 6,5%, и региональной ставкой налога на прибыль, которая варьируется от 13,5% до 17,5%, по усмотрению региональных органов власти. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным юрисдикциями, в которых они были совершены.

По состоянию на 1 января 2007 г. и за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., у Группы нет непризнанных налоговых выгод. Как следствие, Группа не начисляла пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами. В соответствии с учетной политикой Группа включает пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами, в состав расхода по налогу на прибыль. Помимо этого, Группа не ожидает существенного изменения непризнанных налоговых выгод в течение ближайших 12 месяцев.

Компания и ее дочерние компании, осуществляющие свою деятельность в России, предоставляют отдельные налоговые декларации по каждому юридическому лицу. С некоторыми исключениями, в России налоговая инспекция имеет право проверить налоговые декларации за налоговые периоды начиная с 2005 г.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2007 г.), ни сейчас в налоговом законода-

тельстве 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 быть зачтенными этой компанией в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка.

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

	2007	2006	2005
По России	11 702	9 215	7 992
За рубежом	1 316	1 042	918
ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ	13 018	10 257	8 910

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2007	2006	2005
Текущий налог на прибыль			
По России	2 940	2 419	2 194
За рубежом	470	487	107
ИТОГО ТЕКУЩИЙ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	3 410	2 906	2 301
Отложенный налог на прибыль			
По России	135	(40)	61
За рубежом	(38)	(93)	105
ИТОГО РАСХОД (ДОХОД) ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	97	(133)	166
ИТОГО НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	3 507	2 773	2 467

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

	2007	2006	2005
Прибыль до налогообложения	13 018	10 257	8 910
Условная сумма налога по установленной в России ставке	3 124	2 462	2 138
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	462	476	407
влияния различия налоговых ставок за рубежом	84	47	(12)
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(237)	(232)	(125)
эффекта курсовых разниц	15	5	(5)
изменения величины оценочного резерва	59	15	64
ИТОГО НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	3 507	2 773	2 467

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2007	2006	2005
Налог на добычу полезных ископаемых	8 482	7 281	5 590
Социальные налоги и отчисления	442	356	324
Налог на имущество	313	247	233
Прочие налоги и отчисления	130	191	187
ИТОГО НАЛОГИ (кроме налога на прибыль)	9 367	8 075	6 334

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Прочие оборотные активы	73	68
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	490	362
Прочие краткосрочные обязательства	(147)	(69)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 079)	(2 116)
ЧИСТЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	(1 663)	(1 755)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Дебиторская задолженность	12	27
Долгосрочные обязательства	267	209
Запасы	14	8
Основные средства	238	141
Кредиторская задолженность	39	24
Финансовые вложения	3	3
Перенос убытков прошлых периодов	464	312
Прочие	136	104
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 173	828
Минус оценочный резерв	(208)	(149)
АКТИВЫ ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	965	679
Основные средства	(2 206)	(2 064)
Кредиторская задолженность	(5)	(64)
Дебиторская задолженность	(1)	-
Долгосрочная кредиторская задолженность	(199)	(162)
Запасы	(65)	(42)
Финансовые вложения	(4)	(16)
Прочие	(148)	(86)
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	(2 628)	(2 434)
ЧИСТЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	(1 663)	(1 755)

В результате приобретения новых компаний в течение 2007 и 2006 гг. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 158 млн долл. США и 279 млн долл. США соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 13 535 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 2007 и 2006 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2007 г. сумма налоговых льгот по накопленным убыткам Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 1 791 млн долл. США, из которых 15 млн долл. США должны быть использованы до 2008 г., 10 млн долл. США — до 2009 г., 27 млн долл. США — до 2010 г., 4 млн долл. США — до 2011 г., 59 млн долл. США — до 2012 г., 35 млн долл. США — до 2013 г., 13 млн долл. США — до 2014 г., 32 млн долл. США — до 2015 г., 368 млн долл. США — до 2016 г., 386 млн долл. США — до 2017 г., 42 млн долл. США — до 2018 г., 5 млн долл. США — до 2025 г., 67 млн долл. США — до 2026 г., 77 млн долл. США — до 2027 г., 1 млн долл. США — до 2035 г. и 650 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, единовременные выплаты по выходу на пенсию и прочие единовременные выплаты своим пенсионерам по старости и инвалидам, которые не заработали права на негосударственную пенсию согласно пенсионному плану.

Основной составляющей пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволяет работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получать 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, который был заменен в декабре 2003 г. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Сумма была определена с помощью формулы, рассчитанной исходя из сроков предыдущей службы и соответствующей заработной платы по состоянию на 31 декабря 2003 г.

Начиная с 31 декабря 2006 г. Компания стала применять требования Положения № 158 «Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, — изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)». Данное Положение требует от работодателя признавать статус фондирования всех пенсионных планов с установленными выплатами в бухгалтерском балансе с отражением начисленных сумм в составе прочего совокупного дохода. Суммы, начисленные в составе прочего совокупного дохода при применении требований Положения № 158, являются неотраженной чистой актуарной прибылью и неотраженной стоимостью вклада предыдущей службы, которые до этого вычитались из статуса фондирования плана в бухгалтерском балансе. Эти суммы впоследствии будут признаваться в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение. Суммы актуарных прибылей и убытков, которые возникнут в будущих периодах и не будут признаны в этих периодах как чистые пенсионные расходы, будут включены в состав прочего совокупного дохода. Эти суммы будут впоследствии признаны в составе чистых пенсионных расходов, так же как и суммы, включенные в состав прочего совокупного дохода при применении требований Положения № 158.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2007	2006
ПЕНСИОННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Пенсионные обязательства на 1 января	258	202
Влияние курсовых разниц	20	18
Стоимость вклада текущего года службы	15	14
Процентные расходы	16	19
Изменения пенсионного плана	29	12
Актуарный убыток	30	13
Выплаченные пенсии	(40)	(20)
ПЕНСИОННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА НА 31 ДЕКАБРЯ	328	258

	2007	2006
АКТИВЫ ПЕНСИОННОГО ПЛАНА		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	94	73
Влияние курсовых разниц	7	6
Рентабельность активов пенсионного плана	10	9
Взносы компаний Группы	37	26
Выплаченные пенсии	(40)	(20)
СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ АКТИВОВ ПЕНСИОННОГО ПЛАНА НА 31 ДЕКАБРЯ	108	94
Статус фондирования	(220)	(164)
СУММЫ, ОТРАЖЕННЫЕ В КОНСОЛИДИРОВАННОМ БАЛАНСЕ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2007 И 2006 ГГ.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(220)	(164)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг.

	2007	2006
Ставка дисконтирования	6,34%	6,60%
Ставка роста заработной платы	8,12%	7,10%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2007 и 2006 гг.

	2007	2006
Ставка дисконтирования	6,60%	9,18%
Ставка роста заработной платы	7,10%	9,18%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	9,34%	9,85%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2007	2006
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	82	61
Неотраженная актуарная прибыль	(4)	(34)
ИТОГО ЗАТРАТЫ	78	27

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2007 и 2006 гг.:

	2007	2006
Дополнительная прибыль (убыток) за период	29	(34)
Переклассифицированная амортизация прибыли	1	-
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	29	61
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(8)	-
ЧИСТАЯ СУММА, ПРИЗНАННАЯ ЗА ПЕРИОД	51	27

Фактический доход по облигациям и другим ценным бумагам определен на основе обзора 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» в интересах Группы и других клиентов, приведена ниже.

ВИДЫ АКТИВОВ	По состоянию на 31 декабря	
	2007	2006
Векселя российских эмитентов	6%	24%
Российские корпоративные облигации	33%	23%
Депозиты в банках	8%	9%
Акции российских эмитентов	22%	21%
Российские государственные облигации	2%	2%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	3%	8%
Акции в инвестиционных фондах	17%	8%
Российские муниципальные облигации	-	1%
Прочие активы	9%	4%
	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.

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

	2007	2006	2005
Пенсии, заработанные в течение года	15	14	9
Процентные расходы	16	19	17
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(9)	(8)	(6)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	8	6	5
Актuarная прибыль	(1)	(2)	(3)
ИТОГО РАСХОДЫ ЗА ПЕРИОД	29	29	22

Общий взнос работодателя в 2008 г. ожидается в размере 32 млн долл. США. Сумма 11 млн долл. США включена в

прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2008 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

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

	2008	2009	2010	2011	2012	За годы 2008–2012	За годы 2013–2017
Пенсионные выплаты	54	17	16	15	17	119	71
Прочие долгосрочные выплаты работникам	36	19	20	20	21	116	111
ИТОГО ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ ВЫПЛАТЫ	90	36	36	35	38	235	182

ПРИМЕЧАНИЕ 15. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

■ ОБЫКНОВЕННЫЕ АКЦИИ

	По состоянию на 31 декабря 2007(тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2006(тыс. штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850 563	850 563
Акции у дочерних компаний, не входящие в акции в обращении	(1 248)	(1 268)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(23 321)	(23 632)
АКЦИИ В ОБРАЩЕНИИ	825 994	825 663

■ ДИВИДЕНДЫ И ОГРАНИЧЕНИЕ ПО ДИВИДЕНДАМ

Прибыль за отчетный период, подлежащая распределению среди держателей обыкновенных акций, определяется на основе данных финансовой отчетности Компании, подготовленной согласно законодательству 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 2007, 2006 и 2005 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 64 917 млн руб., 55 130 млн руб. и 66 327 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2007, 2006 и 2005 гг.

■ ПРИБЫЛЬ НА ОДНУ АКЦИЮ

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

	2007	2006	2005
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ	9 511	7 484	6 443
Плюс проценты по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 3,5% годовых и сроком погашения в 2007 г. (за вычетом налога по действующей ставке)	-	4	26
Итого разводненная чистая прибыль	9 511	7 488	6 469
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	828 335	826 131	814 417
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тыс. штук)	166	2 557	15 957
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разведения (тыс. штук)	828 501	828 688	830 374

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,

составляет 2 645 млн долл. США, 2 094 млн долл. США и 2 304 млн долл. США соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2007 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2006 г. в размере 38,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,47 долл. США. Задолженность по дивидендам в сумме 35 млн долл. США и 7 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2006 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2005 г. в размере 33,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,22 долл. США.

На ежегодном 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.

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 2007, 2006 и 2005 гг. Группа признала следующие финансовые результаты: убыток в размере 575 млн долл. США, прибыль в размере

183 млн долл. США, убыток в размере 171 млн долл. США соответственно. Данные результаты были отражены в статье «Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки» консолидированных отчетов о прибылях и убытках. Справедливая чистая стоимость контрактов с производными финансовыми инструментами, отраженная в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг., составляла чистое обязательство в сумме 50 млн долл. США и чистый актив в сумме 43 млн долл. США соответственно.

■ СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской задолженности и векселей к получению, а также 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 2007 и 2006 гг. составила 6 250 млн долл. США и 5 299 млн долл. США соответственно. Эта стоимость включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, включая их текущую часть и расходы по процентам.

ПРИМЕЧАНИЕ 17. ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ КОМПАНИЙ

В июне 2007 г. Группа приобрела 100%-е доли в компаниях, владеющих 376 заправочными станциями в Европе, за 442 млн долл. США у связанной стороны, компании «КонокоФиллипс». Группа приобрела заправочные станции

для расширения своего присутствия на европейском рынке. Результаты деятельности этих заправочных станций включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках Группы начиная с даты приобретения. Группа провела оценку справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств на дату приобретения и определила величину деловой репутации, основных средств, прочих активов и обязательств в сумме 64 млн долл. США, 413 млн долл. США, 203 млн долл. США и 238 млн долл. США соответственно. Деловая репутация относится к сегменту переработки, торговли и сбыта и не уменьшает базу по налогу на прибыль.

В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы до 100%. С учетом того, что миноритарный акционер ООО «Геойлбент» до момента приобретения 34%-й доли в уставном капитале имел существенные права участия в управлении, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. ООО «Геойлбент» являлось нефтегазовой компанией, осуществлявшей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России.

В течение 2007 г. Группа приобрела у миноритарных акционеров 7,65% уставного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» за 154 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы в ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» до 96,91%. ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в европейской части России.

В июне 2006 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю в уставном капитале компании «Ханты-Мансийск Ойл Корпорейшн» (далее — ХМОК) у компании «Марафон Ойл Корпорейшн» за 847 млн долл. США (включая погашение долга ХМОК в сумме 249 млн долл. США). На дату приобретения ХМОК владела 95%-й долей в уставном капитале ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология» и 100%-й долей в уставных капиталах ОАО «Пайтых Ойл» и ОАО «Назымгеодобыча» (далее — дочерние компании ХМОК). Дочерние компании ХМОК являются российскими нефтегазовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России.

Результаты деятельности ХМОК включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках Группы начиная с июня 2006 г.

Ниже в таблице приведен расчет справедливой стоимости приобретенных активов и обязательств, определенный на дату приобретения.

Оборотные активы	91
Основные средства	897
Прочие внеоборотные активы	38
ИТОГО ПРИОБРЕТЕННЫЕ АКТИВЫ	1 026
Краткосрочные обязательства	(23)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(133)
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	(249)
Доля меньшинства	(14)
Прочие долгосрочные обязательства	(9)
ИТОГО ПРИОБРЕТЕННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	(428)
ПРИОБРЕТЕННЫЕ ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	598

В сентябре 2006 г. компания Группы приобрела оставшуюся 40%-ю долю уставного капитала компании «Чаппарал Ресорсез Инкорпорейтед» — компании группы «Каспиэн», которая владеет 60%-й долей в месторождении Каракудук, за 89 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы в компании «Чаппарал Ресорсез Инкорпорейтед» и эффективную долю владения в месторождении Каракудук до 100%.

В мае 2006 г. компания Группы приобрела оставшиеся 49% уставного капитала ОАО «Приморьнефтегаз» в обмен на 4,165 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость около 314 млн долл. США), увеличив тем самым долю Группы в ОАО «Приморьнефтегаз» до 100%. ОАО «Приморьнефтегаз» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в европейской части России.

Приобретение АЗС и долей в ООО «Геойлбент», ХМОК и «Чаппарал Ресорсез Инкорпорейтед» не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2007 и 2006 гг. Соответственно, проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

ПРИМЕЧАНИЕ 18. КОНСОЛИДАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ С ПЕРЕМЕННОЙ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ

В июне 2005 г. Компания сформировала совместное предприятие 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. Активы НМНГ составляли приблизительно 5,1 млрд долл. США и

3,0 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно.

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 консолидированный отчет о прибылях и убытках за 2005 г.

Группа и компания «КонокоФиллипс» обеспечивают финансирование НМНГ посредством долгосрочных займов пропорционально своим долям владения. Данные займы подлежат погашению через 30 лет с возможностью пролонгации еще на 35 лет по согласованию обеих сторон. Первоначальная процентная ставка по данным займам составляла 0,1% годовых. Поступления от займов были первоначально учтены НМНГ как часть собственного капитала в результате отражения задолженности по займам по приведенной стоимости с использованием рыночных процентных ставок. Разница между поступлениями от займов и их приведенной стоимостью составляла вклад в капитал НМНГ.

Во втором квартале 2006 г. Группа и компания «КонокоФиллипс» достигли соглашения об изменении фиксированных ставок процентов по договорам займов, которые составляли от 6,8% до 8,2% годовых. В результате данного соглашения финансирование, полученное НМНГ от Группы и от компании «КонокоФиллипс», было перенесено из капитала в состав долгосрочных займов.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. остаток задолженности НМНГ по займам, полученным от компании «КонокоФиллипс», составлял 1 397 млн долл. США и состоял из нескольких займов, средневзвешенная процентная ставка по которым составила 7,84% годовых. Эта сумма включена в состав статьи «Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон».

ПРИМЕЧАНИЕ 19. ГАРАНТИИ И ПОРУЧИТЕЛЬСТВА

Компания заключила несколько договоров поручительства. Эти договоры были заключены для улучшения кредитной

состоятельности зависимых компаний, 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	
	2007	2006
Гарантии по задолженности зависимых компаний	361	410
Гарантии по задолженности третьих сторон	-	8
ИТОГО ГАРАНТИИ ВЫДАВАННЫЕ	361	418

■ ГАРАНТИИ ПО КРЕДИТАМ

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2007 г. составляла 610 млн долл. США со сроком погашения до 1 мая 2012 г. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5% годовых. Для улучшения кредитной состоятельности компании «ЛУКАРКО» Компания выдала гарантию по погашению 54% процентных платежей и 54% основной суммы долга на момент погашения. По состоянию на 31 декабря 2007 г. общая сумма гарантии Компании составила 348 млн долл. США. Из них 19 млн долл. США относятся к задолженности по процентам на сумму неоплаченного долга. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что компания «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств по срокам погашения кредитной линии. Гарантия Компании обеспечена 54%-й долей в компании «ЛУКАРКО» с балансовой стоимостью, равной 462 млн долл. США и 358 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо существенных обязательств.

ПРИМЕЧАНИЕ 20. УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

■ КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ, ГЕОЛОГО РАЗВЕДРОЧНЫЕ 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 878 млн долл. США и 59 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 1 561 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 46 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 продажей компании «ЛУКОЙЛ-Бурение» в 2004 г. Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению. По условиям контракта услуги по бурению в сумме 1 211 млн долл. США и 753 млн долл. США будут оказаны компанией «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») в течение 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, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2008 г. оценивается Группой в сумме около 706 млн долл. США.

Компания Группы имеет обязательство по приобретению в течение следующих двух лет оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода на Украине. По состоянию на 31 декабря 2007 г. это обязательство составляло приблизительно 160 млн долл. США.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 357 млн долл. США в течение последующих 30 лет.

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

■ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОПЕРАЦИОННОЙ АРЕНДЕ

Компания Группы имеет обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 1 782 млн долл. США. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2007 г. представлены следующим образом:

По состоянию на 31 декабря 2007	
2008	500
2009	426
2010	235
2011	155
2012	133
в последующие годы	333

■ СТРАХОВАНИЕ

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится

на стадии развития. Руководство Группы считает, что Группа имеет достаточное страховое покрытие в части страхования ее основных производственных активов. В отношении ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, Группа имеет страховое покрытие, уровень которого, как правило, выше, чем лимиты, установленные законодательством. Руководство считает, что Группа имеет адекватное страховое покрытие рисков, которые могут оказать существенное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение.

■ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Компании Группы и предшествовавшие им 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 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 определен, резерв по ним начисляется сразу в отчете о прибылях и убытках. С учетом возможных изменений в законодательстве по охране окружающей 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 развивающихся рынках, 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 в течение более длительного периода. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают все более активную позицию в трактовке и применении налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и других развивающихся рынках, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

Налоговые органы в различных регионах могут по-разному трактовать одни и те же вопросы налогообложения. Это приводит к тому, что налоговые споры могут быть разрешены в пользу Группы в одних регионах и в пользу налоговых органов в других. Некоторые вопросы налогообложения 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 и других стран бывшего Советского Союза. Периодически налоговые органы пытаются производить начисление существенных дополнительных налоговых обязательств в отношении предприятий Группы. Руководство, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, считает, что обязательства по налогам отражены в полном объеме. Тем не менее соответствующие регулирующие органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого для финансовой отчетности в случае успеха налоговых органов в применении ими своих трактовок могут быть существенными.

■ СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее — АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее — АГД), Компании Группы, и Компании (далее — «Ответчики»). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АДК и АГД. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении 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 доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение. Это ходатайство было отклонено. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. 11 июня 2007 г. Окружной суд вынес постановление о проведении слушаний по рассмотрению доказательств по вопросу о том, распространяется ли на Компанию общая персональная юрисдикция в штате Колорадо. Слушания назначены на 13 июня 2008 г. 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 (далее — Арбитражный трибунал) от 25 июня 2001 г., отказавшего в рассмотрении

искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на разведку алмазного месторождения, а также о 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. 13 апреля 2006 г. Верховным судом Швеции отказано в принятии заявления АГД об апелляции на решение Апелляционного суда Швеции от 15 ноября 2005 г. 6 мая 2006 г. от имени АДК получено уведомление о начале арбитража. 20 декабря 2006 г. состоялось первое заседание Арбитражного трибунала с участием сторон для решения процедурных вопросов ведения арбитражного дела. По результатам слушаний Арбитражным трибуналом издан процедурный приказ, определяющий порядок и сроки дальнейшего ведения дела. В мае 2007 г. АДК подало исковое заявление, в котором просит Трибунал потребовать от АГД перерегистрации лицензии на разведку алмазного месторождения на компанию «Алмазный берег».

22 октября 2007 г. АГД предоставило отзыв по данному иску. 21 декабря 2007 г. Арбитражный трибунал вынес процедурный приказ о приостановлении производства по делу на четыре месяца. 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 считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния 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». Услуги страхования оказываются связанными сторонами, руководство которых включает некоторых руководителей Группы. 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, 4, 7, 10, 11, 12, 14, 17, 18, 19 и 22.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 652 млн долл. США, 754 млн долл. США и 605 млн долл. США в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 77 млн долл. США, 19 млн долл. США и 58 млн долл. США в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов от связанных сторон составило 1 333 млн долл. США, 1 739 млн долл. США и 2 248 млн долл. США в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно.

Связанными сторонами в 2007, 2006 и 2005 гг. были оказаны строительные услуги на сумму 30 млн долл. США, 13 млн долл. США и 378 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 26 млн долл. США, 49 млн долл. США и 54 млн долл. США в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно.

В 2007, 2006 и 2005 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на 143 млн долл. США, 133 млн долл. США и 133 млн долл. США соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 563 млн долл. США и 121 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 139 млн долл. США и 89 млн долл. США на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 22. ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ

С 2003 по 2006 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению для определенных членов руководства. Эта программа предусматривала выплату вознаграждения в зависимости от роста курса обыкновенных акций Компании. Количество акций, подлежащих распределению среди сотрудников по данной программе, составило 8,8 млн штук. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникло в декабре 2006 г. В феврале 2007 г. данная программа

вознаграждения была закрыта. По результатам этого закрытия сотрудники приобрели 8,8 млн акций, находившихся у Группы в составе акций, выкупленных у акционеров, по цене, определенной на дату введения программы в сумме 129 млн долл. США, и продали Группе обратно 1,5 млн акций за 134 млн долл. США. Обязательство по данной программе в сумме 537 млн долл. США было погашено путем передачи 7,3 млн акций.

В декабре 2006 г. Компания ввела новую программу по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2007 по 2009 гг. (далее — Программа условных акций). Эта программа предусматривает распределение условно закрепляемых акций и выплату вознаграждения, состоящую из двух частей. Первая — ежегодная выплата вознаграждения, основанная на количестве условно закрепляемых акций и сумме дивидендов на одну акцию, утвержденных акционерами. Выплата этого вознаграждения зависит от выполнения Группой определенных ключевых показателей деятельности на ежегодной основе. Вторая часть вознаграждения основана на росте курса акций Компании в течение периода с 2007 по 2009 гг. с правом его получения по окончании срока действия программы. Количество условно закрепляемых акций составляет около 15,5 млн штук.

По первой части Программы условных акций Группа признает обязательство, которое определяется на основе ожидаемых дивидендов и количества условно закрепленных акций.

Вторая часть Программы условных акций была классифицирована как часть акционерного капитала. Справедливая стоимость данной программы на дату ее введения была определена в сумме 289 млн долл. США. Данная стоимость была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертонна. В модели использованы: безрисковая процентная ставка, равная 6,00% годовых; ожидаемая дивидендная доходность, равная 1,59% годовых; ожидаемый срок программы — три года; фактор волатильности, равный 30,07%. Ожидаемый фактор волатильности был определен на основе данных исторической волатильности акций Компании в течение трехлетнего периода до января 2007 г.

В течение 2007 г. расходы по данной программе составили 125 млн долл. США, из которых 103 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала и 22 млн долл. США были включены в состав статьи «Прочие долгосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2007 г. Общая сумма признанного налогового дохода, связанного с данным начислением, составила 30 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2007 г. существуют непризнанные расходы в сумме 186 млн долл. США, по которым безусловное право на вознаграждение еще не получено. Данные расходы предполагается признавать регулярно до декабря 2009 г.

ПРИМЕЧАНИЕ 23. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2007, 2006 и 2005 гг. в соответствии с Положением № 131 «**Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия и связанной с ней информации**».

Группа определила четыре сегмента 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 нефти. В сегмент «Переработка, торговля и сбыт» включены компании, перерабатывающие нефть в нефтепродукты, а также компании, покупающие, реализующие и транспортирующие нефть и нефтепродукты. Компании сегмента «Нефтехимия» перерабатывают и реализуют продукцию нефтехимии. Деятельность, включаемая в сегмент «Прочие», не является основной для Группы.

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

СЕГМЕНТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2007	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 527	77 960	2 348	56	-	81 891
Межсегментная деятельность	22 331	2 191	19	325	(24 866)	-
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	23 858	80 151	2 367	381	(24 866)	81 891
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	1 427	663	28	54	-	2 172
Расходы по процентам	611	621	4	218	(1 121)	333
Налог на прибыль	1 838	1 642	23	4	-	3 507
Чистая прибыль	4 686	4 770	148	243	(336)	9 511
Итого активы	43 395	41 091	1 004	8 412	(34 270)	59 632
Капитальные затраты	7 262	1 822	171	117	-	9 372
2006						
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 659	64 116	1 869	40	-	67 684
Межсегментная деятельность	18 989	1 786	22	216	(21 013)	-
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	20 648	65 902	1 891	256	(21 013)	67 684
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	1 269	542	19	21	-	1 851
Расходы по процентам	451	341	2	187	(679)	302
Налог на прибыль	1 617	1 129	23	4	-	2 773
Чистая прибыль	3 578	3 652	96	272	(114)	7 484
Итого активы	34 152	32 168	794	7 340	(26 217)	48 237
Капитальные затраты	5 120	1 475	172	119	-	6 886
2005						
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 047	53 064	1 628	35	-	55 774
Межсегментная деятельность	14 821	1 041	22	138	(16 022)	-
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	15 868	54 105	1 650	173	(16 022)	55 774
Операционные расходы и общая стоимость закупок						
Амортизация и износ	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

ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ СЕГМЕНТЫ

	2007	2006	2005
Реализация нефти на территории России	440	376	120
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	19 258	17 649	16 367
Реализация нефтепродуктов на территории России	9 583	8 151	6 725
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	47 154	37 459	29 216
Реализация продуктов нефтехимии в России	733	569	469
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	1 569	1 260	1 134
Прочая реализация на территории России	1 644	1 167	821
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	1 510	1 053	922
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	81 891	67 684	55 774

2007	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	118	13 226	68 547	-	81 891
Межсегментная деятельность	14 045	31 781	30	(45 856)	-
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	14 163	45 007	68 577	(45 856)	81 891
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 995	17 323	59 692	(44 856)	34 154
Амортизация и износ	649	969	554	-	2 172
Расходы по процентам	22	244	239	(172)	333
Налог на прибыль	988	2 087	432	-	3 507
Чистая прибыль	3 587	5 341	884	(301)	9 511
Итого активы	16 227	32 764	20 805	(10 164)	59 632
Капитальные затраты	2 253	5 448	1 671	-	9 372

2006	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	318	10 693	56 673	-	67 684
Межсегментная деятельность	11 673	26 773	33	(38 479)	-
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	11 991	37 466	56 706	(38 479)	67 684
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 751	14 038	49 757	(38 252)	27 294
Амортизация и износ	568	781	502	-	1 851
Расходы по процентам	17	104	234	(53)	302
Налог на прибыль	849	1 530	394	-	2 773
Чистая прибыль	2 769	4 117	978	(380)	7 484
Итого активы	12 967	25 483	18 921	(9 134)	48 237
Капитальные затраты	1 487	3 944	1 455	-	6 886

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	10 925	40 642	(29 906)	23 033
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

Реализация Группы сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 35 868 млн долл. США, 31 037 млн долл. США и 25 652 млн долл. США в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно. Реализация Группы сторонним компаниям за рубежом включает продажи в США на сумму 11 481 млн долл. США, 9 112 млн долл. США и 8 937 млн долл. США в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

женными в Астраханской, Волгоградской и Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях и Республике Дагестан Российской Федерации. Приобретение было совершено в соответствии с планами Компании по развитию электроэнергетического бизнеса.

ПРИМЕЧАНИЕ 24. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

■ ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ КОМПАНИЙ

В марте 2008 г. компания Группы приобрела 100% уставного капитала компании «СНГ Холдингс Лтд.» за 578 млн долл. США. Соглашение о приобретении предусматривает два дополнительных условных платежа:

- 100 млн долл. США при условии подтверждения согласованного уровня доказанных и возможных резервов углеводородов независимой компанией инженеров-нефтяников до июня 2008 г.;
- 100 млн долл. США при условии утверждения согласованной программы разработки государственным органом Узбекистана и достижения согласованного минимального уровня добычи к марту 2009 г.

Группа «СНГ Холдингс Лтд.» владеет 100%-й долей в соглашении о разделе продукции по месторождениям Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона в Республике Узбекистан. Целью приобретения было увеличение присутствия Группы в нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан.

В марте 2008 г. компания Группы подписала соглашение со связанной стороной, руководство и Совет директоров которой включают некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров, по приобретению 64,3% доли в ОАО «ЮГК ТК-8» приблизительно за 2 117 млн долл. США. Стоимость приобретения включает 23,55 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость приблизительно равна 1 620 млн долл. США) и денежный платеж в сумме, приблизительно равной 497 млн долл. США. По состоянию на 31 марта 2008 г. компания Группы приобрела 29,99% ОАО «ЮГК ТК-8». Завершение сделки планируется во втором квартале 2008 г. ОАО «ЮГК ТК-8» является электрогенерирующей компанией, которая владеет электростанциями, распо-

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 представляет дополнительную неаудированную информацию о деятельности Группы по разведке и добыче нефти и газа в виде шести отдельных таблиц.

- I. Капитализированные затраты в сфере нефтегазодобычи.
- 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 в сфере нефтегазодобычи

По состоянию на 31 декабря 2007 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	454	446	900	20	920
Доказанные запасы нефти и газа	3 906	36 664	40 570	677	41 247
Накопленные износ и амортизация	(644)	(13 813)	(14 457)	(164)	(14 621)
ЧИСТЫЕ КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ	3 716	23 297	27 013	533	27 546

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 406 млн долл. США

по состоянию на 31 декабря 2007 г. являются частью чистых капитализированных затрат.

По состоянию на 31 декабря 2006 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	351	511	862	13	875
Доказанные запасы нефти и газа	4 887	30 817	35 704	746	36 450
Накопленные износ и амортизация	(644)	(13 125)	(13 769)	(166)	(13 935)
ЧИСТЫЕ КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ	4 594	18 203	22 797	593	23 390

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 310 млн долл. США

по состоянию на 31 декабря 2006 г. являются частью чистых капитализированных затрат.

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	26 951	31 282	786	32 068
Накопленные износ и амортизация	(377)	(12 691)	(13 068)	(173)	(13 241)
ЧИСТЫЕ КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ	4 150	14 791	18 941	630	19 571

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 151 млн долл. США

по состоянию на 31 декабря 2005 г. являются частью чистых капитализированных затрат.

II. ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЗАПАСОВ, ИХ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ

2007	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	393	393	-	393
недоказанные запасы	27	486	513	-	513
Затраты на геологоразведку	180	366	546	12	558
Затраты на разработку	670	5 887	6 557	103	6 660
ИТОГО ЗАТРАТЫ	877	7 132	8 009	115	8 124
2006					
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	50	529	579	-	579
недоказанные запасы	5	769	774	-	774
Затраты на геологоразведку	192	276	468	11	479
Затраты на разработку	594	3 901	4 495	157	4 652
ИТОГО ЗАТРАТЫ	841	5 475	6 316	168	6 484
2005					
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

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.

2007	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 351	15 232	16 583	883	17 466
Передачи	-	15 444	15 444	79	15 523
ИТОГО ДОХОДЫ	1 351	30 676	32 027	962	32 989
Затраты на добычу (не включая налоги)					
Затраты на геологоразведку	(158)	(149)	(307)	(13)	(320)
Амортизация и износ	(259)	(1 130)	(1 389)	(33)	(1 422)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(21)	(21)	-	(21)
Налоги, кроме налога на прибыль	(7)	(17 087)	(17 094)	(134)	(17 228)
Налог на прибыль	(384)	(2 378)	(2 762)	(336)	(3 098)
РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА	403	7 273	7 676	370	8 046

2006	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 207	14 241	15 448	714	16 162
Передачи	-	11 747	11 747	374	12 121
ИТОГО ДОХОДЫ	1 207	25 988	27 195	1 088	28 283
Затраты					
Затраты на добычу (не включая налоги)	(151)	(2 161)	(2 312)	(97)	(2 409)
Затраты на геологоразведку	(52)	(157)	(209)	(5)	(214)
Амортизация и износ	(261)	(973)	(1 234)	(50)	(1 284)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	-	(29)	(29)	-	(29)
Налоги, кроме налога на прибыль	(17)	(15 644)	(15 661)	(258)	(15 919)
Налог на прибыль	(316)	(1 659)	(1 975)	(322)	(2 297)
РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА	410	5 365	5 775	356	6 131
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					
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

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 (т.е. цены реализации и затраты определялись на отчетную дату). 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.

Подсчет запасов проводится в соответствии с требованиями американского Общества инженеров-нефтяников и Всемирного нефтяного конгресса. Доказанные запасы включают запасы как в пределах срока действия лицензий, так и после окончания срока их действия.

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

В силу свойственной неопределенности и ограниченности геологических данных о запасах оценке запасов свойственна неточность, а при ее проведении требуется применение суждений. Кроме этого, оценка запасов подвержена изменениям по мере поступления новых данных.

Руководство включило в состав доказанных запасов существенные объемы, которые Группа собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий в Российской Федерации. 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. Это позволит осуществлять добычу после существующих в настоящее время сроков действия лицензий. Группа находится в процессе переоформления всех своих лицензий по добыче в Российской Федерации, 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 на конец 2007, 2006 и 2005 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн. барр.	Дочерние компании		Доля в зависи- мых компаниях	Итого	
	за рубежом	Россия			итого
НЕФТЬ					
1 января 2005 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 запасов	-	(34)	(34)	-	(34)
31 декабря 2005 г.	408	15 366	15 774	340	16 114
Пересмотр предыдущих оценок	15	(278)	(263)	12	(251)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	226	226	-	226
Увеличение / открытие новых запасов	14	527	541	10	551
Добыча	(27)	(648)	(675)	(28)	(703)
Реализация запасов	-	(10)	(10)	-	(10)
31 декабря 2006 г.	410	15 183	15 593	334	15 927
Пересмотр предыдущих оценок	2	35	37	(23)	14
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	178	178	(104)	74
Увеличение / открытие новых запасов	20	463	483	35	518
Добыча	(26)	(668)	(694)	(19)	(713)
Реализация запасов	(105)	-	(105)	-	(105)
31 ДЕКАБРЯ 2007 Г.	301	15 191	15 492	223	15 715

Млн. барр.	Дочерние компании		Доля в зависи- мых компаниях	Итого	
	за рубежом	Россия			итого
ДОКАЗАННЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ					
31 декабря 2005 г.	255	10 070	10 325	258	10 583
31 декабря 2006 г.	217	9 714	9 931	245	10 176
31 ДЕКАБРЯ 2007 Г.	164	9 715	9 879	180	10 059

* Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях 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 2007, 2006 и 2005 гг. составляла 559 млн барр., 563 млн барр. и 580 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2007,

2006 и 2005 гг. составляла 228 млн барр., 191 млн барр. и 172 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

Млрд куб. футов	Дочерние компании		Доля в зависи- мых компаниях	Итого	
	за рубежом	Россия			итого
ГАЗ					
1 января 2005 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)
31 декабря 2005 г.	3 669	21 431	25 100	198	25 298
Пересмотр предыдущих оценок	667	795	1 462	5	1 467
Приобретение неизвлеченного сырья	-	3	3	-	3
Увеличение / открытие новых запасов	-	398	398	1	399
Добыча	(60)	(494)	(554)	(11)	(565)
Реализация запасов	-	(5)	(5)	-	(5)
31 декабря 2006 г.	4 276	22 128	26 404	193	26 597
Пересмотр предыдущих оценок	506	550	1 056	(2)	1 054
Приобретение неизвлеченного сырья*	-	19	19	(14)	5
Увеличение / открытие новых запасов	207	630	837	7	844
Добыча	(87)	(482)	(569)	(10)	(579)
31 ДЕКАБРЯ 2007 Г.	4 902	22 845	27 747	174	27 921
ДОКАЗАННЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ					
31 декабря 2005 г.	1 102	4 834	5 936	153	6 089
31 декабря 2006 г.	1 108	6 234	7 342	138	7 480
31 ДЕКАБРЯ 2007 Г.	1 369	6 553	7 922	133	8 055

* Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях 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 2007, 2006 и 2005 гг. составляла 49 млрд куб. футов, 43 млрд куб. футов и 23 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах

по состоянию на 31 декабря 2007, 2006 и 2005 гг. составляла 30 млрд куб. футов, 27 млрд куб. футов и 15 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 2007 Г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	34 051	660 363	694 414	17 892	712 306
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(13 015)	(442 801)	(455 816)	(4 639)	(460 455)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 414)	(48 552)	(50 966)	(3 568)	(54 534)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	18 622	169 010	187 632	9 685	197 317
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(9 576)	(106 185)	(115 761)	(4 857)	(120 618)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	9 046	62 825	71 871	4 828	76 699
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 379	1 379	-	1 379

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 460 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж

оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 7,8 млрд долл. США.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
31 ДЕКАБРЯ 2006 Г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	24 767	421 215	445 982	13 896	459 878
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(9 476)	(284 993)	(294 469)	(5 699)	(300 168)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 867)	(30 307)	(33 174)	(2 271)	(35 445)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	12 424	105 915	118 339	5 926	124 265
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 282)	(66 489)	(72 771)	(3 038)	(75 809)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	6 142	39 426	45 568	2 888	48 456
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	-	1 158	1 158	-	1 158

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 300 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж

оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 6,6 млрд долл. США.

	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)
Дисконтированные будущие чистые потоки 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.

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

ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ	2007	2006	2005
ДИСКОНТИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ НА 1 ЯНВАРЯ	45 568	52 088	35 106
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(46)	571	1 761
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(11 848)	(9 014)	(7 771)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	75 908	17 496	24 556
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(43 384)	(30 592)	(5 770)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	2 947	1 753	2 619
Затраты на разработку за период	2 308	2 383	2 495
Пересмотр предыдущих данных о запасах	980	223	(320)
Чистое изменение налога на прибыль	(6 562)	4 002	(5 346)
Прочие изменения	185	(300)	149
Эффект дисконтирования	5 815	6 958	4 609
ДИСКОНТИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ НА 31 ДЕКАБРЯ	71 871	45 568	52 088
ДОЛЯ В ЗАВИСИМЫХ КОМПАНИЯХ	2007	2006	2005
ДИСКОНТИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ НА 1 ЯНВАРЯ	2 888	2 659	1 940
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(367)	-	(473)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(739)	(728)	(565)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	3 622	906	2 389
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(643)	(632)	(455)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 020	45	62
Затраты на разработку за период	74	47	124
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(716)	153	(82)
Чистое изменение налога на прибыль	(629)	(13)	(432)
Прочие изменения	(38)	104	(88)
Эффект дисконтирования	356	347	239
ДИСКОНТИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ НА 31 ДЕКАБРЯ	4 828	2 888	2 659
ВСЕГО	2007	2006	2005
ДИСКОНТИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ НА 1 ЯНВАРЯ	48 456	54 747	37 046
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(413)	571	1 288
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(12 587)	(9 742)	(8 336)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	79 530	18 402	26 945
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(44 027)	(31 224)	(6 225)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	3 967	1 798	2 681
Затраты на разработку за период	2 382	2 430	2 619
Пересмотр предыдущих данных о запасах	264	376	(402)
Чистое изменение налога на прибыль	(7 191)	3 989	(5 778)
Прочие изменения	147	(196)	61
Эффект дисконтирования	6 171	7 305	4 848
ДИСКОНТИРОВАННАЯ СТОИМОСТЬ НА 31 ДЕКАБРЯ	76 699	48 456	54 747

АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный отчет представляет собой обзор руководством финансового состояния и результатов деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 31 декабря 2007 г. и за каждый год, закончившийся 31 декабря 2007, 2006 и 2005 гг., а также важнейших тенденций, которые могут влиять на будущие результаты его деятельности. Этот отчет должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В настоящем документе 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 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 барр./т. Пересчет кубических метров в кубические футы производился с использованием коэффициента, равного 35,31 куб. фут/куб. м. Баррель нефти соответствует 1 барр. н. э., а пересчет кубических футов в баррели нефтяного эквивалента производился с использованием коэффициента, равного 6 тыс. куб. фут/барр. н. э.

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. «Заявления прогнозного характера» на с. 188, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2007	Изменение к 2006, %	2006	Изменение к 2005, %	2005
Выручка от реализации (млн долл. США)	81 891	21,0	67 684	21,4	55 774
Чистая прибыль (млн долл. США)	9 511	27,1	7 484	16,2	6 443
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США)	15 388	25,1	12 299	18,2	10 404
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (долл. США):					
базовая прибыль	11,48	26,7	9,06	14,5	7,91
разводненная прибыль	11,48	27,0	9,04	16,0	7,79
Добыча углеводородов Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э.)	795 099	1,5	783 194	12,3	697 429
Добыча нефти Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	96 645	1,5	95 235	5,6	90 158
Добыча товарного газа Группой с учетом доли в зависимых компаниях (млн куб. м)	13 955	2,5	13 612	141,6	5 635
Производство нефтепродуктов дочерними компаниями Группы (тыс. т)	48 819	6,9	45 670	3,4	44 182
Доказанные запасы углеводородов с учетом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.)	20 369	-	20 360	0,1	20 330

В 2007 г. чистая прибыль Компании составила 9 511 млн долл. США, что на 2 027 млн долл. США, или на 27,1%, больше, чем в 2006 г.

Основным фактором роста наших показателей деятельности в 2007 г. послужил рост мировых цен на нефть и нефтепродукты. В то же время негативное влияние на

результат нашей деятельности оказал рост операционных расходов и транспортных тарифов. Однако такое влияние роста расходов было частично компенсировано увеличением объемов добычи углеводородов и переработки нефти. Эти и другие факторы подробно рассмотрены 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, на Ближнем Востоке, в Колумбии, Северной и Западной Африке.
- **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. Поскольку в силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке» на с. 160, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным, цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и ряда 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 приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 23 «Сегментная информация» к нашей консолидированной финансовой отчетности.

КРАТКИЙ ОБЗОР РУКОВОДСТВОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ

■ ПОСЛЕДНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В 2007 г. Компания достигла следующих результатов:

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

- В 2007 г. введены в эксплуатацию 13 новых нефтяных и газовых месторождений (2006 г. — 11 нефтяных и газовых месторождений).

- В 2007 г. подготовлено к эксплуатации Южно-Хыльчюское нефтяное месторождение, расположенное в Тимано-Печоре. Эксплуатацию месторождения планируется начать в середине 2008 г. Предполагается, что объем добычи на месторождении в размере 7,5 млн т в год будет достигнут в 2009 г.
- В ноябре 2007 г. введен в промышленную эксплуатацию газовый промысел Хаузак в Узбекистане. Этот промысел является частью газового проекта «Кандым – Хаузак – Шады», который реализуется совместно с Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз». Наша доля в затратах по проекту составляет 90%, при этом доля Группы в выручке будет зависеть от стадии разработки месторождений и будет снижаться по мере возмещения связанных с проектом затрат и роста его рентабельности. Ожидается, что максимальный уровень годовой добычи природного газа будет достигнут в 2012 г. и составит около 12 млрд куб. м.

ПЕРЕРАБОТКА

- В результате осуществления в 2006 г. программы модернизации наш нефтеперерабатывающий завод, расположенный в Нижнем Новгороде, увеличил свою мощность в 2007 г. до 17,0 млн т в год, или на 12,6%.
- В 2007 г. завершена первая стадия реконструкции Одесского НПЗ. По завершении второго этапа мощность НПЗ составит 2,8 млн т в год. Пуск завода в эксплуатацию предполагается во втором квартале 2008 г.

ТОРГОВЛЯ И СБЫТ

- В течение 2007 г. Компания приобрела сеть из 376 АЗС в 7 странах Европы у связанной стороны, компании «КонокоФиллипс».
- В декабре 2007 г. мы приобрели сеть из 55 АЗС и связанной с ними инфраструктуры в южном регионе Российской Федерации.
- Компания стремится своевременно реагировать на изменение рыночной конъюнктуры. Так, в 2007 г. экспорт и реализация за рубежом нефтепродуктов выросли в объеме на 11,7% по сравнению с 2006 г. Это позволило нам получить дополнительную выручку за счет увеличения объемов переработки на фоне высокого уровня маржи нефтепереработки. Рост реализации нефтепродуктов в 2007 г. привел к тому, что экспорт нефти и её реализация на международных рынках снизились в объеме на 3,9%.

Иные результаты, достигнутые в 2007 г., детально рассмотрены в других частях отчета.

■ ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ГРУППЫ, ПРИБРЕТЕНИЕ И ВЫБИТИЕ АКТИВОВ

В марте 2008 г. компания Группы приобрела 100% уставного капитала компании «СНГ Холдингс Лтд.» за 578 млн долл. США. Соглашение о приобретении предусматривает два дополнительных условных платежа:

- 100 млн долл. США при условии подтверждения согласованного уровня доказанных и возможных резервов углеводородов независимой компанией инженеров-нефтяников до июня 2008 г.
- 100 млн долл. США при условии утверждения согласованной программы разработки государственным органом Узбекистана и достижения согласованного минимального уровня добычи к марту 2009 г.

Группа «СНГ Холдингс Лтд.» владеет 100%-й долей в соглашении о разделе продукции по месторождениям Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона в Республике Узбекистан. Целью приобретения было увеличение присутствия Группы в нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан.

В марте 2008 г. компания Группы подписала соглашение со связанной стороной, руководство и Совет директоров которой включают некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров, по приобретению 64,3% доли в ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее — ТГК-8) приблизительно за 2 117 млн долл. США. Стоимость приобретения включает 23,55 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость приблизительно равна 1 620 млн долл. США) и денежный платеж в сумме, приблизительно равной 497 млн долл. США. По состоянию на 31 марта 2008 г. компания Группы приобрела 29,99% ТГК-8. Завершение сделки планируется во втором квартале 2008 г. ТГК-8 — один из крупнейших потребителей газа в Южном федеральном округе с годовым потреблением около 6 млрд куб. м газа в год. Электростанции компании расположены в Астраханской, Волгоградской, Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях и Республике Дагестан Российской Федерации. Группа ожидает от приобретения активов ТГК-8 значительных синергетических эффектов за счет бесперебойных поставок природного газа с месторождений Компании, расположенных на Северном Каспии и в Астраханской области, а также получения эффективной цены на газ. Приобретение было совершено в соответствии с планами Компании по развитию электроэнергетического бизнеса.

В течение 2007 г. Группа приобрела у миноритарных акционеров 7,65% уставного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» за 154 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы в ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» до 96,91%.

ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в европейской части России.

В декабре 2007 г. компания Группы приступила к реализации плана по продаже 162 заправок, находящихся в Пенсильвании и южной части Нью-Джерси (США), купленных у компании «КонокоФиллипс» в 2004 г. В феврале 2008 г. данная компания Группы заключила со сторонним инвестором договор купли-продажи этих заправок за 138 млн долл. США. Обязательства по восстановлению окружающей среды по данному договору оцениваются приблизительно в 19 млн долл. США. Группа продолжит поставку нефтепродуктов на заправки по контракту, заключенному с новыми владельцами на 15 лет. Завершение сделки ожидается в мае 2008 г. По состоянию на 31 декабря 2007 г. Группа отразила эти заправки по балансовой стоимости равной 134 млн долл. США в консолидированном балансе как активы для продажи. Дополнительно Группа отразила обязательство, связанное с активами для продажи, в сумме 14 млн долл. США, которое было включено в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса.

В декабре 2007 г. компания Группы приобрела за 56 млн долл. США сбытовую сеть в Ростовской области, которая включает в себя 55 АЗС и объекты нефтебазового хозяйства. Это приобретение позволит удвоить объемы розничной реализации нефтепродуктов до 200 тысяч тонн и увеличить долю Компании на местном розничном рынке до 12%.

В декабре 2007 г. ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром нефть» создали совместное предприятие ООО «Нефтегазовая компания «Развитие регионов». Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в уставном капитале СП составила 49%, доля ОАО «Газпром нефть» — 51%. Управление предприятием будет осуществляться на паритетных началах. В сферу деятельности СП будут входить приобретение прав пользования недрами, геологическое изучение участков недр, разведка и добыча углеводородов, обустройство месторождений, реализация инфраструктурных проектов, а также транспортировка и реализация добытого углеводородного сырья.

В июне 2007 г. Группа завершила сделку со связанной стороной, компанией «КонокоФиллипс», по приобретению 100%-х долей в компаниях, владеющих 376 заправочными станциями в Европе, включая 156 станций в Бельгии и Люксембурге, 49 станций в Финляндии, 44 в Чехии, 30 в Венгрии, 83 в Польше и 14 в Словакии, за 442 млн долл. США. Группа намеревается произвести ребрендинг на этих станциях в течение одного года. АЗС в Финляндии будут работать под маркой «Teboil», остальные заправочные станции в Европе будут работать под маркой «ЛУКОЙЛ».

В ноябре 2006 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Миттал Инвестментс» о продаже 50%-й доли в

компании «Каспиэн Инвестментс Ресорсез Лтд.» (далее — компания «Каспиэн», старое название — компания «Нельсон Ресорсез Лимитед») за 980 млн долл. США. Эта компания осуществляет разведку и добычу нефти в западном Казахстане. Сделка была завершена 20 апреля 2007 г. В дополнение к этому «Миттал Инвестментс» погасило задолженность в размере 175 млн долл. США, что составило 50% непогашенного долга компании «Каспиэн» компаниям Группы.

В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл. США, увеличив тем самым долю владения Группы в этой компании до 100%. До этого приобретения, в связи с тем, что миноритарный акционер имел права существенного участия, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. ООО «Геойлбент» являлось нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России.

В декабре 2006 г. Группа продала свои 100%-е доли в компаниях «ЛУКОЙЛ Шельф Лимитед» и «ЛУКОЙЛ Оверсис Ориент Лимитед», которые являются владельцами и операторами самоподъемной плавучей буровой установки «Астра». Сумма сделки составила 40 млн долл. США.

В июне 2006 г. Группа приобрела 41,81% уставного капитала ОАО «Удмуртнефтепродукт» за 25 млн долл. США. ОАО «Удмуртнефтепродукт» — российская компания, занимающаяся реализацией нефтепродуктов и управляющая более 100 автозаправочными станциями в Республике Удмуртия Российской Федерации.

В июне 2006 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю в уставном капитале компании «Ханты-Мансийск Ойл Корпорейшн» (далее — ХМОК) у компании «Марафон Ойл Корпорейшн» за 847 млн долл. США (включая погашение долга ХМОК в сумме 249 млн долл. США). На дату приобретения ХМОК владела 95%-й долей в уставном капитале ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология» и 100%-й долей в уставных капиталах ОАО «Пайтых ойл» и ОАО «Назымгеодобыча». До 31 декабря 2007 г. Группа приобрела оставшиеся 5% уставного капитала ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология» за 18 млн долл. США. Это приобретение увеличило долю владения Группы в ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология» до 100%. Дочерние компании ХМОК являются нефтегазовыми компаниями, осуществляющими свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России.

В конце мая 2006 г. Группа продала оставшуюся долю в ОАО Банк «Петрокоммерц» за 33 млн долл. США.

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. Продажа оставшихся двух танкеров ожидается в апреле 2008 г. по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости — 70 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи.

С ноября по декабрь 2005 г. компания Группы приобрела 51%-ю долю уставного капитала ОАО «Приморьнефтегаз» за 261 млн долл. США. Впоследствии, в мае 2006 г., компания Группы приобрела оставшиеся 49% уставного капитала ОАО «Приморьнефтегаз» в обмен на 4,165 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость около 314 млн долл. США), увеличив тем самым долю Группы в ОАО «Приморьнефтегаз» до 100%. ОАО «Приморьнефтегаз» является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в европейской части России.

■ РЕСУРСНАЯ БАЗА

Поддержание стабильной минерально-сырьевой базы и увеличение уровня восполнения добычи углеводородов

В приведенной ниже таблице представлены данные по резервам дочерних компаний Группы и нашей доле в зависимых компаниях.

(млн барр. н. э.)	31 декабря 2007 г.	Изменения в 2007 г.			31 декабря 2006 г.
		добыча*	увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры	пересмотр предыдущих оценок	
Западная Сибирь	11 387	(509)	499	163	11 234
Республика Коми	2 293	(95)	90	(16)	2 314
Урал	2 230	(88)	11	92	2 215
Поволжье	1 699	(28)	15	10	1 702
Север Тимано-Печоры	1 172	(15)	9	(122)	1 300
Прочие регионы России	249	(16)	21	(1)	245
За рубежом	1 339	(58)	(17)	64	1 350
Доказанные запасы нефти и газа	20 369	(809)	628	190	20 360
Вероятные запасы нефти и газа	12 187				12 340
Возможные запасы нефти и газа	6 301				6 022

* Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

Увеличение доказанных запасов за счет пересмотра предыдущих оценок в основном связано с ростом цен на углеводороды. В то же время в новых регионах добычи темпы роста стоимости добычи превысили темпы роста цен на нефть, что привело к негативному пересмотру предыдущих оценок.

Рост доказанных запасов в результате осуществления геолого-разведочных работ составил в 2007 г. 659 млн барр. н. э.

приростом запасов являются основными элементами долгосрочной стратегии Компании. В соответствии с этой стратегией мы сохранили стабильный уровень запасов углеводородов в 2007 г.

За счет приобретения в 2007 г. новых лицензий на нефтяные месторождения доказанные запасы выросли на 26 млн барр. н. э.

В 2007 г. мы увеличили долю Компании в ООО «Геойлбент» до 100%, что привело к увеличению запасов на 30 млн барр. н. э. Продажа нашей 50%-й доли в компании «Каспиэн» в 2007 г. привела к уменьшению наших доказанных запасов углеводородов на 112 млн барр. н. э.

ОСНОВНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

■ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

	2007	2006	2005
Среднедневная добыча углеводородов, включая долю Компании в зависимых обществах (тыс. барр. н. э./сут)	2 178	2 145	1 911
- нефть	1 953	1 926	1 820
- природный и нефтяной газ*	225	219	91
Удельные затраты на добычу углеводородов (долл./барр. н. э.)	3,58	3,08	2,66

* Товарный газ (за исключением газа, произведенного для собственного потребления).

Добыча нефти. В течение 2007 г. мы увеличили среднедневной объем добычи нефти на 1,4% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года (с учетом нашей

доли в добыче зависимых обществ) и добыли 713 млн барр., или 96,6 млн т.

В приведенной ниже таблице отражены данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в течение 2007 и 2006 гг.

(тыс. тонн)	2007	Изменения к 2006 г.			2006
		итога, %	изменение структуры	органическое изменение	
Западная Сибирь	59 849	2,5	2 520	(1 085)	58 414
Республика Коми	12 432	6,0	-	701	11 731
Урал	11 183	3,0	-	328	10 855
Поволжье	3 017	0,5	-	16	3 001
Север Тимано-Печоры	2 144	14,7	-	274	1 870
Прочие регионы России	2 110	2,5	-	51	2 059
Добыча в России	90 735	3,2	2 520	285	87 930
Добыча за рубежом	3 412	(5,4)	(687)	492	3 607
ИТОГО ДОБЫЧА ДОЧЕРНИМИ КОМПАНИЯМИ ГРУППЫ	94 147	2,9	1 833	777	91 537
Доля Группы в добыче зависимых компаний:					
в России	365	(77,6)	(1 287)	21	1 631
за рубежом	2 133	3,2	-	66	2 067
ИТОГО ДОБЫЧА	96 645	1,5	546	864	95 235

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, является Западная Сибирь. На месторождениях Западной Сибири в 2007 г. было добыто 63,6% от общего объема добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в 2006 г. — 63,8%).

Снижение темпов прироста добычи нефти в 2007 г. в основном объясняется задержкой с запуском в эксплуатацию Южно-Хыльчуйского нефтяного месторождения, расположенного в Тимано-Печоре. Запуск этого месторождения ожидается в середине 2008 г. Планируемый уровень добычи нефти на нем составит 7,5 млн т в год начиная с 2009 г. В настоящий момент на месторождении заканчивается создание всей необходимой инфраструктуры, включая морской ледостойкий терминал в Варандее. Это месторождение разрабатывается нами вместе с компанией «КонокоФиллипс» в рамках нашего стратегического партнерства.

Органическое снижение добычи нефти в Западной Сибири было компенсировано ростом добычи в результате структурных изменений. Структурный прирост добычи нефти в Западной Сибири произошел в результате доведения в январе 2007 г. нашей доли в ООО «Геойлбент» до 100% и завершения в декабре 2006 г. совместной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с компанией «Бразос Петролеум Оверсиз Лимитед» (зависимой компанией Группы). До 2007 г. добыча этих компаний учитывалась по методу долевого участия. Начиная с 2007 г. вся добыча

нефти, которая раньше осуществлялась в рамках совместной деятельности, была переведена в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Кроме того, в июне 2006 г. мы приобрели ХМОК, добыча дочерних предприятий которой в январе-мае 2007 г. составила 645 тыс. т нефти. Структурное изменение в добыче нефти за рубежом стало результатом уменьшения доли владения в компании «Каспиэн» со 100% до 50% в конце апреля 2007 г.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет её закупки в России и на международных рынках. В России мы в основном приобретаем нефть у зависимых компаний и прочих производителей, включая вертикально интегрированные нефтяные 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, используется в торговых операциях, поставляется на наши зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия или передается на процессинг на сторонние заводы. В 2007 г. мы приобрели 1 534 тыс. т нефти для поставки на наши и сторонние нефтеперерабатывающие заводы за рубежом (в 2006 г. — 2 293 тыс. т). Снижение этих закупок объясняется увеличением объемов переработки нефти, добытой Группой, для того чтобы извлечь дополнительную прибыль на фоне высокого уровня маржи нефтепереработки.

	2007		2006		2005	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	345	47	13 561	1 850	10 760	1 468
Закупки нефти за рубежом	32 802	4 475	37 390	5 101	69 122	9 430
ИТОГО ЗАКУПКИ НЕФТИ	33 147	4 522	50 951	6 951	79 882	10 898

Объем нефти, приобретенной в России в 2007 г., существенно уменьшился по сравнению с 2006 г. за счет изменения состава Группы. Нефть, приобретенная в 2006 г., включала в себя закупки у ООО «Геойлбент» — на тот момент зависимого предприятия, в котором Группа владела 66%-й долей. В январе 2007 г. мы приобрели оставшиеся 34% уставного капитала этой компании, увеличив тем самым долю владения Группы в ней до 100%. Уменьшение закупок нефти за рубежом в основном объясняется снижением закупок для дальнейшей переработки.

Добыча газа. В 2007 г. добыча товарного газа с учетом нашей доли в добыче зависимых компаний составила 13 955 млн куб. м газа, что на 2,5% больше, чем в 2006 г.

В 2007 г. произошло снижение добычи газа на Находкинском газовом месторождении: в 2007 г. она составила 7 719 млн куб. м природного газа (в 2006 г. — 8 348 млн куб. м). В июне–октябре 2007 г. мы снизили объемы поставок природного газа, добытого на Находкинском месторождении, ОАО «Газпром» (далее — Газпром) по причине теплой зимы 2006–2007 гг. В то же время мы увеличили добычу попутного газа в Западной Сибири на 395 млн куб. м, или на 20,2%, по сравнению с 2006 г., что в основном обусловлено повышением уровня утилизации попутного газа. Также в 2007 г. мы начали добычу газа на месторождении Шах-Дениз в Азербайджане, где наша доля в добыче газа в 2007 г. составила 309 млн куб. м, и на газовом месторождении Хаузак в Узбекистане, где мы добыли 136 млн куб. м газа.

Для обеспечения бесперебойных поставок природного газа с Находкинского месторождения в октябре 2003 г. нами было подписано соглашение с компанией Газпром. В соответствии с ним компания Газпром берет на себя обязательства по закупке газа на узле учета Ямбургской компрессорной станции и транспортировке его по Единой системе газоснабжения России. В сентябре 2006 г. между компаниями было заключено дополнительное соглашение. В соответствии с ним компания Газпром обязуется приобретать у Группы как минимум 8 млрд куб. м газа в год по цене 1 059 рублей за 1 000 куб. м.

■ ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ

Компания владеет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в европейской части России, и тремя заводами за рубежом — в Болгарии, на Украине и в Румынии. В августе 2005 г. мы закрыли Одесский НПЗ для осуществления широкомасштабной реконструкции. В октябре 2007 г. был произведен пробный пуск завода после завершения первого этапа реконструкции. Второй этап планируется завершить во втором квартале 2008 г. После завершения реконструкции годовая мощность Одесского НПЗ составит 2,8 млн т.

Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в 2007 г. выросло на 6,9% по сравнению с 2006 г., в том числе на российских — на 7,8%. Объем нефти, направленной на переработку в России, в первом квартале 2007 г. был на 0,2 млн т меньше запланированного уровня из-за пожара на нашем НПЗ в Волгограде в марте 2007 г. В конце апреля 2007 г. мы полностью восстановили объемы переработки нефти на этом НПЗ, и во втором квартале переработка достигла уровня соответствующего периода предыдущего года. В первом квартале 2007 г. мы осуществляли плановую реконструкцию нашего болгарского НПЗ, что привело к небольшому снижению объемов выработки. В результате производство на зарубежных НПЗ увеличилось в 2007 г. только на 2,8% по сравнению с 2006 г. Значительный прирост объемов производства в России по сравнению с предыдущим годом произошел главным образом в результате модернизации Нижегородского НПЗ, приведшей к увеличению его мощности с 15,1 до 17,0 млн т в год.

Производство нефтепродуктов на наших НПЗ в 2006 г. выросло на 3,4% по сравнению с 2005 г. Российские заводы увеличили производство на 6,1%. В результате закрытия Одесского НПЗ объемы производства на зарубежных заводах уменьшились на 7,7%.

Группа постоянно улучшает ассортимент выпускаемой продукции в целях повышения ее качества и прибыльности наших операций. На российских НПЗ Группы мы произвели 7 218, 6 542 и 4 671 тыс. т дизельного топлива, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5, в 2007, 2006 и 2005 гг. соответственно. Производство бензина, соответствующего стандартам Евро-3, в 2007 и 2006 гг. составило 852 и 548 тыс. т соответственно (в 2005 г. выпуск такого бензина не осуществлялся).

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы также перерабатывали нашу нефть на заводах третьих сторон. В России мы переработали 3 589 тыс. т нефти на сторонних заводах в основном для обеспечения деятельности сбытовых компаний Группы в Уральском регионе. Для обеспечения нефтепродуктами наших розничных сетей в Восточной Европе мы перерабатывали нефть на заводах, расположенных в Белоруссии и Сербии. В 2007 г. мы уменьшили объемы переработки нашей нефти на белорусских НПЗ из-за снижения экономической эффективности таких операций в связи с изменениями в законодательстве.

Наши торговые операции в основном включают в себя оптовые и бункеровочные операции в Западной Европе, Юго-Восточной Азии и Центральной Америке, а также розничные продажи в США, Восточной Европе, странах Балтии и некоторых других странах и регионах. В течение 2007 г. мы продолжали расширять торговые операции с нефтепродуктами на рынках Центральной Европы. В результате такого расширения нашей деятельности

общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц для оптовой реализации и снабжения розничных сетей в 2007 г., составил 38 694 тыс. т, или 23 883 млн долл. США (35 928 тыс. т, или 19 413 млн долл. США, в 2006 г. и 32 225 тыс. т, или 15 021 млн долл. США, в 2005 г.).

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

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

	2007	2006	2005
		(тыс. барр./сут)	
Собственная переработка нефти	1 044	978	945
Переработка нефти на сторонних НПЗ	93	100	57
ИТОГО ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ	1 137	1 078	1 002
		(тыс. т)	
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в России*	40 381	37 459	35 290
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы за рубежом	8 438	8 211	8 892
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НПЗ ГРУППЫ	48 819	45 670	44 182
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ в России	3 270	3 002	1 497
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ за рубежом	945	1 586	1 159
ИТОГО ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ НА СТОРОННИХ НПЗ	4 215	4 588	2 656
Закупки нефтепродуктов в России	1 543	919	1 394
Закупки нефтепродуктов за рубежом	38 745	36 034	32 238
ИТОГО ЗАКУПКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ	40 288	36 953	33 632

* Без учета выработки на мини-НПЗ.

■ ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РОССИИ

Экспорт нефти из России в 2007 г. снизился на 4,5% по сравнению с 2006 г. В 2007 г. Компания экспортировала 46,5% добытой в России нефти (в 2006 и 2005 гг. — 50,2% и 54,4% соответственно). 2,4% добытой в России нефти было экспортировано минуя систему магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» (далее — «Транснефть») (в 2006 и 2005 гг. — 3,0% и 8,7% соответственно). Несмотря на снижение общего объема нашего экспорта из России, мы продолжаем увеличивать объемы экспорта через Балтийскую трубопроводную систему (далее — БТС). Объем нефти, экспортированной через БТС (через терминал в Приморске), увеличился в 2007 г. до 14 022 тыс. т (в 2006 г. — 13 662 тыс. т, в 2005 г. — 9 713 тыс. т).

Объем экспорта нефти через собственную инфраструктуру Компании составил в 2007 г. 1 857 тыс. т, что на 13,6% меньше, чем в 2006 г. Это связано со снижением объемов

экспорта через терминал в Светлом и в основном объясняется оптимизацией экспортных маршрутов, а также перемещением части нефти из экспорта в переработку.

Группа является владельцем и оператором экспортного терминала в Высоцке. В сентябре 2006 г. мы завершили строительство этого терминала, текущая мощность которого может быть увеличена до 15 млн т в год. В настоящее время мы используем этот терминал для экспорта нефтепродуктов. Так, в 2007 г. мы экспортировали через него 10 518 тыс. т нефтепродуктов (в 2006 г. — 8 423 тыс. т, в 2005 г. — 5 065 тыс. т). В дальнейшем терминал предполагается использовать как для экспорта нефти, так и для экспорта нефтепродуктов, в зависимости от рыночной конъюнктуры.

В 2007 г. экспорт нефтепродуктов из России составил 25,1 млн т, что на 22,0% больше, чем в 2006 г. В основном мы экспортировали из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили приблизительно 85% от всего объема экспортируемых нефтепродуктов.

Объем экспорта нефти из России предприятиями Группы составил:

	2007		2006		2005	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	293 163	39 995	304 034	41 478	282 418	38 529
Экспорт нефти минуя «Транснефть»	15 818	2 158	19 461	2 655	53 421	7 288
ИТОГО ЭКСПОРТ НЕФТИ ИЗ РОССИИ	308 981	42 153	323 495	44 133	335 839	45 817

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

■ ИЗМЕНЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ И ПРОДУКЦИЮ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Цена, по которой мы продаем нефть и нефтепродукты, является основным фактором, определяющим нашу выручку. В 2007 г. средняя цена на нефть марки «Брент» изменялась в интервале от 50 до 96 долл./барр., достигнув максимального значения в 96,03 долл./барр. в конце декабря.

В начале года минимальный уровень цен на нефть был вызван теплой погодой в Северном полушарии и избыточными коммерческими запасами. В дальнейшем цены на нефть продолжили свой рост из-за ограничения добычи со стороны ОПЕК, которое привело к изъятию излишних коммерческих запасов с рынка; из-за быстро растущего спроса и естественного снижения добычи в некоторых традиционных регионах; из-за политической нестабильности в основных

добывающих регионах; из-за негативных климатических факторов, а также из-за ослабления доллара США.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2007 г. мировой спрос на нефть и, соответственно, нефтепродукты вырос на 1,4% по сравнению с уровнем 2006 г., достигнув в среднем 86,0 млн барр. в сутки. По данным ОПЕК, добыча нефти ее странами-участницами в 2007 г. составила 31,0 млн барр. в сутки, что на 1,5% меньше, чем в 2006 г. Указанные факторы свидетельствуют о том, что в среднесрочной перспективе цены на нефть, скорее всего, будут оставаться на сравнительно высоком уровне. Однако с учетом значительной спекулятивной составляющей в цене на нефть вероятность ценовой коррекции велика. Глубина коррекции будет зависеть от действий ОПЕК. Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс».

В приведенной ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты в 2007, 2006 и 2005 гг.

	2007	Изменение к 2006, %	2006	Изменение к 2005, %	2005
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)					
Нефть марки «Брент»	72,39	11,1	65,16	20,0	54,31
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион)*	69,38	13,1	61,37	21,1	50,67
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам)*	69,16	12,9	61,23	22,2	50,12
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	339,00	18,2	286,91	24,8	229,92
Дизельное топливо (ФОБ Роттердам)	634,09	9,7	577,92	14,4	505,01
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	695,97	12,4	619,29	15,9	534,11

Источник: Платтс.

* Компания реализует нефть на внешних рынках на различных условиях поставки. Поэтому наша 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 И НЕФТЕПРОДУКТЫ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ

Практически вся нефть добывается в России такими же 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 на внутреннем рынке отсутствует. 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 то же время необходимо отметить, что в 2006 и в 2007 гг. наша цена реализации нефти в России была приблизительно на уровне нашей приведенной (net back) экспортной цены.

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 таблице ниже приведены средние оптовые рыночные цены реализации нефтепродуктов в России в 2007, 2006 и 2005 гг.

	2007	Изменение к 2006, %	2006	Изменение к 2005, %	2005
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут топочный	194,19	10,9	175,07	42,9	122,54
Дизельное топливо	503,84	6,4	473,44	12,8	419,74
Бензин (А-92)	631,93	13,0	559,11	14,9	486,71
Бензин (Аи-95)	712,81	15,5	617,41	15,9	532,52

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

Приведенная ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России, изменении курса рубля к доллару США и уровне реального укрепления рубля по отношению к доллару США.

	2007	2006	2005
Рублевая инфляция (ИПЦ), %	11,9	9,1	10,9
Изменение обменного курса рубля к доллару США, %	6,8	8,5	(3,7)
Реальное укрепление рубля по отношению к доллару США*, %	20,0	19,3	6,9
Средний обменный курс за период (рубли к доллару США)	25,58	27,19	28,29
Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США)	24,55	26,33	28,78

* Обесценение покупательной способности доллара США в Российской Федерации было рассчитано исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации.

■ 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 2007, 2006 и 2005 гг. налоги по операциям в России составляли примерно 85% всех наших налоговых расходов.

В дополнение к налогу на прибыль в Российской Федерации существует целый ряд других налогов, базой для уплаты которых являются выручка или количественные показатели.

Прочие налоги, которые мы выплачиваем, включают:

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

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем

и колебания обменного курса могут существенно влиять на результаты наших операций. В частности, реальное укрепление рубля по отношению к доллару США приводит к увеличению наших затрат в долларовом исчислении. Однако увеличение рублевой выручки от реализации в России, выраженной в долларах США, уменьшает этот негативный эффект.

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 2007, 2006 и 2005 гг. 74%, 77% и 74% соответственно. В 2007 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 52% выручки от реализации российскими компаниями Группы в России и на экспорт.

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

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

		2007*	Изменение к 2006, %	2006*	Изменение к 2005, %	2005*
ПОШЛИНЫ НА ЭКСПОРТ НЕФТИ						
	долл./т	206,70	4,9	197,01	50,8	130,62
ПОШЛИНЫ НА ЭКСПОРТ ПРОДУКТОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ						
легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	151,59	5,7	143,40	55,4	92,26
жидкие топлива (мазут)	долл./т	81,64	5,7	77,27	46,5	52,73
АКЦИЗЫ НА ПРОДУКТЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ						
прямогонный бензин	руб./т	2 657,00	-	2 657,00	-	-
высокооктановый бензин	руб./т	3 629,00	-	3 629,00	-	3 629,00
низкооктановый бензин	руб./т	2 657,00	-	2 657,00	-	2 657,00
дизельное топливо	руб./т	1 080,00	-	1 080,00	-	1 080,00
моторные масла	руб./т	2 951,00	-	2 951,00	-	2 951,00
НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ						
нефть	руб./т	2 472,67	9,1	2 265,69	20,8	1 876,26
природный газ	руб./1 000 м ³	147,00	-	147,00	8,9	135,00

* Средние значения.

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

		2007*	Изменение к 2006, %	2006*	Изменение к 2005, %	2005*
АКЦИЗЫ НА ПРОДУКТЫ						
прямогонный бензин	долл./т	103,88	6,3	97,74	-	-
высокооктановый бензин	долл./т	141,89	6,3	133,49	4,1	128,29
низкооктановый бензин	долл./т	103,88	6,3	97,74	4,1	93,93
дизельное топливо	долл./т	42,23	6,3	39,73	4,1	38,18
моторные масла	долл./т	115,38	6,3	108,55	4,1	104,33
НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ						
нефть	долл./т	96,68	16,0	83,34	25,7	66,32
природный газ	долл./1 000 м ³	5,75	6,3	5,41	13,4	4,77

* Средние значения.

Причиной изменения ставок налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, в 2007 г. по сравнению с 2006 г. стала динамика мировых цен на нефть марки «Юралс». Эти ставки привязаны к мировой цене на нефть и изменяются вслед за ней. Ниже приведены методики расчета таких налогов.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти до 31 декабря 2006 г. определялась следующим образом. Базовая ставка составляет 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти 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. 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).

Начиная с 1 января 2007 г. налоговая ставка дифференцируется в зависимости от стадии разработки и степени выработанности запасов конкретного участка недр. Ставка равняется нулю для сверхвязкой нефти, а также нефти, добываемой в определенных областях Восточной Сибири в зависимости от срока разработки и объемов добычи. Для других месторождений формула расчета налоговой ставки, описанная выше, умножается на коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Коэффициент равняется 1,0 для участков недр с выработанностью менее 80%. Увеличение степени выработанности конкретного участка недр на

каждый дополнительный 1% свыше показателя в 80% влечет за собой снижение коэффициента на 0,035. Минимальное значение коэффициента составляет 0,3. Оценка степени выработанности запасов осуществляется на основании установленных государственных данных о запасах и объемах добычи нефти по каждому участку недр.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа. Налог на добычу природного газа исчисляется с использованием фиксированной ставки. В настоящий момент эта ставка составляет 147 рублей за 1 000 куб. м природного газа и действует с 1 января 2006 г.

Ставка экспортных пошлин на нефть определяется исходя из действующей прогрессивной шкалы 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 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 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., то при росте рыночных цен на 1,00 долл./барр. прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,65 долл./барр.

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть устанавливаются Правительством Российской Федерации на двухмесячные периоды. Ставки пошлин в определенном периоде зависят от международных цен на нефть марки «Юралс» за два месяца, предшествующих данному периоду. Таким образом, метод расчета экспортной пошлины на нефть, используемый российским Правительством, приводит к двухмесячной разнице между колебаниями цен на нефть и изменением экспортной пошлины.

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. Начиная с 1 января 2007 г. изменились правила таможенного регулирования между Россией и Белоруссией. Нефть, экспортируемая с территории России в Белоруссию, подлежит обложению таможенной пошлиной. В результате последних изменений в таможенном законодательстве Российской Федерации для расчета ставки пошлины на экспорт нефти из России в Белоруссию установлен коэффициент, равный 0,293 и применяемый с 1 февраля 2007 г. к ставке экспортной пошлины на нефть, установленной Правительством Российской Федерации.

■ ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РОССИИ

Основные регионы нефтедобычи в России удалены от основных рынков сбыта нефти и нефтепродуктов. В связи с этим доступ нефтяных компаний к этим рынкам зависит от степени развитости транспортной инфраструктуры, а также от возможности доступа к ней. В связи с этим стоимость транспортировки нефти и нефтепродуктов является важным макроэкономическим фактором, влияющим на нашу чистую прибыль.

Транспортировка нефти, добытой в России, до нефтеперерабатывающих заводов и на экспорт осуществляется в основном по системе магистральных нефтепроводов, принадлежащих государственной компании «Транснефть». Доступ к экспортной трубопроводной сети компании «Транснефть» предоставляется нефтяным компаниям на поквартальной основе в соответствии с объемами добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемыми направлениями ее экспорта. Нефть, транспортируемая через систему магистральных трубопроводов (нефть марки «Юралс»), является смесью нефти разного качества. В связи с этим российские компании, добывающие более качественную нефть, не могут получить дополнительную прибыль от ее продажи, используя транспортную систему «Транснефть». Альтернативный доступ к международным рынкам минуя систему «Транснефть», может осуществляться по железной дороге, морским и речным транспортом, а также с использованием собственной экспортной инфраструктуры нефтяных компаний. Наша экспортная инфраструктура включает в себя порт Высоцк в Ленинградской области, терминал Варандей в Ненецком автономном округе и терминал Светлый в Калининградской области. Через терминал в Варандее Группа экспортирует нефть, добытую совместным с компанией «КонокоФиллипс» предприятием на севере Тимано-Печоры. Терминал в Светлом экспортирует в основном нефть, добытую ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» — нашим дочерним предприятием, ведущим свою деятельность в Калининградской области, а также нефтепродукты.

Транспортировка нефтепродуктов в Российской Федерации осуществляется с использованием железнодорожного транспорта и через сеть нефтепродуктопроводов, принадлежащую компании ОАО АК «Транснефтепродукт». Владельцем железнодорожной инфраструктуры в России является ОАО «Российские железные дороги». Обе компании принадлежат государству. Помимо транспортировки нефтепродуктов ОАО «Российские железные дороги» оказывает нефтяным компаниям услуги по транспортировке нефти. Основную часть наших нефтепродуктов мы транспортируем железнодорожным транспортом.



Так как деятельность перечисленных выше компаний относится к сфере деятельности естественных монополий, их тарифная политика определяется государственными органами для обеспечения баланса интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации (далее — ФСТ). Величина тарифа зависит от направления транспортировки, объема поставки, расстояния до пункта назначения, а также от некоторых других факторов. Изменение тарифов происходит в зависимости от прогноза Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации о темпах инфляции, от инвестиционных нужд компаний-владельцев транспортной инфраструктуры, других макроэкономических факторов, а также от уровня возмещения экономически обоснованных затрат, понесенных этими естественными монополиями. ФСТ пересматривает тарифы не реже одного раза в год.

По данным Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации, средний рост тарифов в течение 2007 г. составил: на транспортировку нефти трубопроводом — 9,9%, на транспортировку нефтепродуктов трубопроводом — 17,2%, на железнодорожные перевозки — 7,7%. Данные показатели будут отличаться от фактического изменения тарифов по транспортировке нефти и нефтепродуктов Группой за рассматриваемый период в связи с различием в структуре и географии наших поставок от средних показателей по совокупному объему транспортировки в Российской Федерации.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ В 2007, 2006 И 2005 ГГ.

В приведенной ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках за указанные периоды.

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
ВЫРУЧКА			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	81 891	67 684	55 774
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	347	425	441
ИТОГО ВЫРУЧКА	82 238	68 109	56 215
ЗАТРАТЫ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ			
Операционные расходы	(6 172)	(4 652)	(3 443)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки	(27 982)	(22 642)	(19 590)
Транспортные расходы	(4 457)	(3 600)	(3 371)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(3 207)	(2 885)	(2 578)
Износ и амортизация	(2 172)	(1 851)	(1 315)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(9 367)	(8 075)	(6 334)
Акцизы и экспортные пошлины	(15 033)	(13 570)	(9 931)
Затраты на геолого-разведочные работы	(307)	(209)	(317)
(Убыток) прибыль от выбытия и снижения стоимости активов	(123)	(148)	52
ПРИБЫЛЬ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	13 418	10 477	9 388
Расходы по процентам	(333)	(302)	(275)
Доходы по процентам и дивидендам	135	111	96
Прибыль (убыток) по курсовым разницам	93	169	(134)
Прочие внеоперационные расходы	(240)	(118)	(44)
Доля миноритарных акционеров	(55)	(80)	(121)
ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ	13 018	10 257	8 910
Текущий налог на прибыль	(3 410)	(2 906)	(2 301)
Отложенный налог на прибыль	(97)	133	(166)
ИТОГО НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	(3 507)	(2 773)	(2 467)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ	9 511	7 484	6 443
Базовая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)	11,48	9,06	7,91
Разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)	11,48	9,04	7,79

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

■ ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ

ПРОДАЖИ ПО ВИДАМ ПРОДУКЦИИ	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
НЕФТЬ			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	18 346	16 859	15 589
Экспорт и продажи в странах СНГ	912	790	778
Продажи на внутреннем рынке	440	376	120
	19 698	18 025	16 487
НЕФТЕПРОДУКТЫ			
ЭКСПОРТ И РЕАЛИЗАЦИЯ НА МЕЖДУНАРОДНЫХ РЫНКАХ			
оптовая реализация	37 971	30 302	22 923
розничная реализация	9 183	7 157	6 293
ПРОДАЖИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ			
оптовая реализация	5 862	5 431	4 753
розничная реализация	3 721	2 720	1 972
	56 737	45 610	35,941
НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ПРОДУКТЫ			
Экспорт и продажи на международных рынках	1 569	1 260	1 134
Продажи на внутреннем рынке	733	569	469
	2 302	1 829	1 603
ПРОЧИЕ ПРОДАЖИ	3 154	2 220	1 743
ПРОДАЖИ ВСЕГО	81 891	67 684	55 774

	2007	2006	2005
НЕФТЬ		(тыс. барр.)	
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	268 974	278 972	312 712
Экспорт и продажи в странах СНГ	19 879	21 682	23 852
Продажи на внутреннем рынке	11 757	13 363	4 926
НЕФТЬ		(тыс. т)	
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	36 695	38 059	42 662
Экспорт и продажи в странах СНГ	2 712	2 958	3 254
Продажи на внутреннем рынке	1 604	1 823	672
	41 011	42 840	46 588
НЕФТЕПРОДУКТЫ		(тыс. т)	
ЭКСПОРТ И ПРОДАЖИ НА МЕЖДУНАРОДНЫХ РЫНКАХ			
оптовая реализация	64 394	57 558	49 549
розничная реализация	7 910	7 171	7 117
ПРОДАЖИ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ			
оптовая реализация	13 704	15 155	16 421
розничная реализация	4 853	3 995	3 549
	90 861	83 879	76 636
ОБЪЕМЫ ПРОДАЖ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ВСЕГО	131 872	126 719	123 224

СРЕДНИЕ СЛОЖИВШИЕСЯ ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ	2007		2006		2005	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
СРЕДНЯЯ ЦЕНА ПРОДАЖ НА МИРОВОМ РЫНКЕ						
Нефть (кроме стран СНГ)	68,21	499,96	60,43	442,96	49,85	365,41
Нефть (в странах СНГ)	45,86	336,15	36,46	267,22	32,63	239,20
Нефтепродукты						
оптовая реализация		589,66		526,46		462,61
розничная реализация		1 160,90		998,05		884,30
СРЕДНЯЯ ЦЕНА ПРОДАЖ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ						
Нефть	37,43	274,37	28,16	206,43	24,44	179,15
Нефтепродукты						
оптовая реализация		427,74		358,38		289,41
розничная реализация		766,67		680,79		555,80

В 2007 г. наша выручка от реализации увеличилась на 14 207 млн долл. США, или на 21,0%, по сравнению с 2006 г. (в 2006 г. на 11 910 млн долл. США, или на 21,4%, по сравнению с 2005 г.).

Общий объем реализованных нефти и нефтепродуктов составил 132 млн т, что на 4,1% больше, чем в 2006 г. Выручка от продаж нефти выросла на 1 673 млн долл. США, или на 9,3%, по сравнению с 2006 г. (в 2006 г. на 1 538 млн долл. США, или на 9,3%, по сравнению с 2005 г.). Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 11 127 млн долл. США, или на 24,4%, по сравнению с 2006 г. (в 2006 г. на 9 669 млн долл. США, или на 26,9%, по сравнению с 2005 г.).

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла в 2007 г. 84,7% (83,4% в 2006 г. и 83,3% в 2005 г.).

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- рост цен реализации углеводородов
- увеличение объемов переработки нефти благодаря высокому уровню маржи нефтепереработки
- увеличение объема торговых операций
- увеличение объема добычи нефти

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Рост выручки от продаж нефти в 2007 г. составил 9,3% по сравнению с 2006 г. и был в первую очередь обусловлен ростом выручки от продаж нефти за рубежом (кроме СНГ). Эта выручка увеличилась на 8,8% и составила 93,1% от общей выручки от реализации нефти в 2007 г. (93,5% в 2006 г.). Указанный рост выручки произошел в основном благодаря росту цен реализации нефти на 12,9%. В то же время общий объем реализации нефти снизился на 3,6% по сравнению с 2006 г. в результате роста объемов переработки в России.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

В 2006 г. Компания снизила объемы экспорта нефти из России на 1 684 тыс. т, или на 3,7%. Однако выручка от продаж нефти за рубежом выросла в 2006 г. на 7,8% по сравнению с 2005 г. Эффект от снижения объемов экспорта нефти из России был компенсирован ростом цен на нефть.

В течение 2006 г. мы увеличили объем продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с 2005 г. на 1 151 тыс. т, или на 171,3%, в результате роста прибыльности продаж на внутреннем рынке.

РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Выручка от реализации нефтепродуктов в 2007 г. составила 69,3% от общей выручки (68,9% от общего объема продаж) по сравнению с 67,3% от общей выручки (66,3% от общего объема продаж) в 2006 г. Доля нефтепродуктов, реализованных нами на внутреннем рынке в 2007 г., составила 14,1% от общего объема наших продаж (15,2% в 2006 г.) и представляла 11,7% общей выручки (12,0% в 2006 г.). Уменьшение доли внутренних продаж объясняется ростом нашей активности на международных рынках, включая увеличение экспорта из России.

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 63,20 долл./т, или на 12,0%, по сравнению с 2006 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителям за пределами Российской Федерации, увеличился на 6 836 тыс. т, или на 11,9%, благодаря росту экспорта нефтепродуктов из России. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов за рубежом увеличилась на 7 669 млн долл. США, или на 25,3%.

В течение 2007 г. объемы реализации нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации выросли на 739 тыс. т, или на 10,3%, по сравнению с 2006 г. Это увеличение было вызвано продажами через 376 АЗС,

приобретенных у компании «КонокоФиллипс» во втором квартале 2007 г. С июня по декабрь 2007 г. реализация нефтепродуктов через эти станции составила 769 тыс. т. Средняя розничная цена выросла до 1 160,90 долл./т, или на 16,3%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 2 026 млн долл. США, или на 28,3%. Выручка от розничных продаж в 2007 г. составляла 19,5% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках (в 2006 г. — 19,1%). 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.

Средняя цена оптовой реализации в России в 2007 г. увеличилась на 69,36 долл./т, или на 19,4%, по сравнению с 2006 г. При этом объемы оптовой реализации нефтепродуктов в России в 2007 г. сократились на 1 451 тыс. т, или на 9,6%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России увеличилась на 7,9%. Объемы нефтепродуктов, нереализованные в России оптом, были реализованы в розницу или экспортированы.

Розничная реализация нефтепродуктов в России в 2007 г. увеличилась на 858 тыс. т, или на 21,5%, по сравнению с 2006 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 766,67 долл./т, или на 12,6%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 1 001 млн долл. США, или на 36,8%. Эта выручка составляла 38,8% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2007 г. (в 2006 г. — 33,4%).

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Выручка от реализации нефтепродуктов составила в 2006 г. 67,3% от общей выручки (66,3% от общего объема продаж) по сравнению с 64,4% от общей выручки в 2005 г. (62,2% от общего объема продаж). Доля нефтепродуктов, реализованных нами на внутреннем рынке, составила 15,2% от общего объема наших продаж (16,2% в 2005 г.), но представляла 12,0% общей выручки (12,0% и в 2005 г.). Уменьшение доли внутренних продаж объясняется расширением объема наших торговых операций за рубежом.

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась в 2006 г. на 63,85 долл./т, или на 13,8%, по сравнению с 2005 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителем за пределами Российской Федерации, увеличился на 8 009 тыс. т, или на 16,2%. Указанный рост является результатом увеличения объемов операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц, а также ростом экспорта нефтепродуктов из России. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов за рубежом увеличилась на 7 379 млн долл. США, или на 32,2%.

В течение 2006 г. объемы реализации нефтепродуктов через

нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации не изменились по сравнению с 2005 г. Средняя розничная цена выросла до 998,05 долл./т, или на 12,9%. В результате выручка от розничных продаж за рубежом выросла на 864 млн долл. США, или на 13,7%. Выручка от розничных продаж в 2006 г. составляла 19,1% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов на международных рынках (в 2005 г. — 21,5%).

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в 2006 г. сократилась на 1 266 тыс. т, или на 7,7%, по сравнению с 2005 г. Средняя цена оптовой реализации увеличилась на 68,97 долл./т, или на 23,8%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 678 млн долл. США, или на 14,3%. Высвобожденные объемы нефтепродуктов были реализованы в розницу в России или экспортированы из России.

Розничная реализация нефтепродуктов в России в 2006 г. увеличилась на 446 тыс. т, или 12,6%, по сравнению с 2005 г. Средняя цена реализации в розницу в России выросла до 680,79 долл./т, или на 22,5%. В результате выручка от розничных продаж выросла на 748 млн долл. США, или на 37,9%. Эта выручка составляла 33,4% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2006 г. (в 2005 г. — 29,3%).

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКТОВ НЕФТЕХИМИИ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии выросла в 2007 г. на 473 млн долл. США, или на 25,9%, по сравнению с 2006 г. Рост выручки произошел благодаря увеличению объемов продаж и росту цен.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии выросла в 2006 г. на 226 млн долл. США, или на 14,1%, по сравнению с 2005 г. благодаря росту цен на эти продукты.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЧЕЙ ПРОДУКЦИИ

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от продаж газа, продукции газопереработки, а также выручку от реализации производственными и бытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких как услуг по электроснабжению, теплоснабжению, транспортных и прочих услуг). Основным покупателем добытого нами в Российской Федерации природного газа является компания Газпром.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Прочие продажи выросли в 2007 г. на 934 млн долл. США, или на 42,1%, в основном в результате роста прочих услуг, оказанных компаниями Группы, роста реализации газа и продукции газопереработки как в России, так и за рубежом. В 2007 г. продажи природного газа составили 389 млн долл. США,

что на 69,1% больше, чем в 2006 г. Продажи природного газа компании Газпром в 2007 г. составили 7,2 млрд куб. м газа по средней цене реализации 41,4 долл./1 000 куб. м.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Выручка от реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказанных ею услуг выросла в 2006 г. на 477 млн долл. США, или на 27,4%, по сравнению с 2005 г. в основном в результате роста объемов реализации газа и продукции газопереработки. Выручка от продажи природного газа в 2006 г. составила 230 млн долл. США. Продажи природного газа компании Газпром в 2006 г. составили 7,5 млрд куб. м газа по средней цене реализации 23,6 долл./1 000 куб. м.

ДОЛЯ В ПРИБЫЛИ КОМПАНИЙ, УЧИТЫВАЕМЫХ ПО МЕТОДУ ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ

Группа имеет ряд финансовых вложений в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые 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. Нашей крупнейшей зависимой компанией является ЗАО «Тургай-Петролеум», разрабатывающее

месторождение Кумколь в Казахстане. Группа владеет в этой компании 50%-й долей. В январе 2007 г. мы приобрели оставшуюся долю в ООО «Геойлбент» и в конце 2006 г. завершили совместную деятельность ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с компанией «Бразос Петролеум Оверсиз Лимитед» (зависимой компанией Группы). До 2007 г. ООО «Геойлбент» и совместная деятельность учитывались по методу долевого участия.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2007 г. снизилась на 78 млн долл. США, или на 18,4%, по сравнению с 2006 г. в основном в результате изменений в составе наших зависимых компаний.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2006 г. снизилась на 16 млн долл. США, или на 3,6%, по сравнению с 2005 г. Доля Группы в чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» в 2006 г. составила 184 млн долл. США, что на 14 млн долл. США меньше, чем в 2005 г. Снижение чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» наряду с эффектом от изменений в структуре зависимых компаний было частично компенсировано общим ростом прибыльности российских нефтегазодобывающих зависимых компаний.

■ ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	2 757	2 312	1 764
Затраты на переработку на НПЗ Группы	880	730	644
Затраты на переработку на сторонних НПЗ	242	230	104
Акциз, включенный в стоимость переработки нефти сторонними НПЗ*	158	-	-
Затраты предприятий нефтехимии	272	247	214
Затраты по транспортировке нефти до НПЗ	848	686	448
Прочие операционные расходы	1 271	861	679
	6 428	5 066	3 853
Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведенных внутри Группы	(256)	(414)	(410)
ИТОГО ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ	6 172	4 652	3 443
СТОИМОСТЬ ПРИОБРЕТЕННЫХ НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ	27 982	22 642	19 590

* В результате изменений в налоговом законодательстве, вступивших в силу с 1 января 2007 г., ответственность за уплату акциза на нефтепродукты (за исключением прямогонного бензина) была перенесена с оптовых и розничных продавцов на перерабатывающие предприятия. До 2007 г. значительная часть акцизов по реализации нефтепродуктов, произведенных сторонними НПЗ, уплачивалась сбытовыми предприятиями Группы и включалась в состав статьи «Акцизы и экспортные пошлины» отчета о прибылях и убытках. В настоящее время такие акцизы являются частью платы за нефтепереработку.

По сравнению с 2006 г. операционные расходы увеличились на 1 520 млн долл. США, или на 32,7%, что в основном объясняется ростом расходов на добычу углеводородов, увеличением прочих операционных расходов, ростом расходов на процессинг и нефтепереработку. Значительным

фактором, оказывающим влияние на наши операционные расходы в России, остается реальное укрепление рубля по отношению к доллару США. Реальное укрепление рубля в 2007 г. составило 20,0%.

ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ

В состав затрат на добычу входят затраты на ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, на приобретение ГСМ, на 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 связанных с основной деятельностью, исключены из затрат на добычу и включены в состав прочих операционных расходов.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Наши затраты на добычу в 2007 г. выросли на 445 млн долл. США, или на 19,2%, по сравнению с 2006 г. Рост затрат был обусловлен увеличением объемов добычи углеводородов дочерними компаниями Группы до 774,6 млн барр. н. э., или на 2,8%, по сравнению с предыдущим годом, реальным укреплением рубля к доллару США, увеличением расходов на энергообеспечение, закупку материалов и оплату труда. Затраты на добычу в 2007 г. включали в себя приблизительно 45 млн долл. США затрат, относящихся к изменениям в составе Группы. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 3,08 до 3,58 долл./барр. н. э., или на 16,1%, по сравнению с 2006 г.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Наши затраты на добычу в 2006 г. выросли на 548 млн долл. США, или на 31,1%, по сравнению с 2005 г. Рост затрат в 2006 г. обусловлен увеличением объемов добычи углеводородов дочерними компаниями Группы до 753,8 млн барр. н. э., или на 13,3%, по сравнению с предыдущим годом, реальным укреплением рубля к доллару США, увеличением расходов на повышение нефтеотдачи пластов, энергообеспечение и закупку материалов. Затраты на добычу в 2006 г. включают в себя 95 млн долл. США затрат нефтедобывающих компаний, приобретенных в конце 2005 г. и в 2006 г. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 2,66 долл./барр. н. э. до 3,08 долл./барр. н. э., или на 15,8%, по сравнению с 2005 г.

ЗАТРАТЫ НА ПЕРЕРАБОТКУ НА СОБСТВЕННЫХ НПЗ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2007 г. на 150 млн долл. США, или на 20,5%, по сравнению с 2006 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 25,4%, или на 132 млн долл. США, за счет увеличения объемов производства, реального укрепления рубля и ширококомасштабного капитального ремонта на Пермском НПЗ во втором квартале 2007 г.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом возросли на 8,6%, или на 18 млн долл. США, по сравнению с 2006 г. Это было связано в основном с общим ростом затрат на переработку, в том числе за счет эффекта укрепления курсов национальных валют Румынии и Болгарии, привязанных к курсу евро, по отношению к доллару США.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2006 г. на 86 млн долл. США, или на 13,4%, по сравнению с 2005 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 14,3%, или на 65 млн долл. США, за счет увеличения объемов производства и реального укрепления рубля.

Затраты на переработку на собственных заводах за рубежом выросли в 2006 г. на 11,1%, или на 21 млн долл. США, по сравнению с 2005 г. Рост затрат произошел в основном за счет увеличения объемов выпуска высококачественной продукции на нашем заводе в Болгарии. Однако он был частично компенсирован сокращением расходов на Одесском НПЗ из-за временной приостановки его деятельности в связи с ширококомасштабной реконструкцией.

ЗАТРАТЫ НА ПЕРЕРАБОТКУ НА СТОРОННИХ НПЗ

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы перерабатывали нефть на сторонних НПЗ как в России, так и за рубежом.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

В 2007 г. такие расходы выросли на 5,2% по сравнению с 2006 г., что объясняется ростом стоимости переработки в России, что было частично компенсировано снижением объемов переработки в Белоруссии.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Затраты на переработку на сторонних НПЗ в 2006 г. составили 230 млн долл. США, что более чем в два раза больше, чем в 2005 г. В основном это объясняется почти двукратным ростом объемов переработки в России.

ЗАТРАТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕХИМИИ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились на 25 млн долл. США, или на 10,1%, по сравнению с 2006 г., что в основном связано с ростом расходов на нефтехимическом заводе «Ставролен» в результате ввода в эксплуатацию пропиленового производства.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились на 33 млн долл. США, или на 15,4%, по сравнению с 2005 г. Это было обусловлено, в основном, ростом цен на сырье и энергию, а также проведением текущих ремонтных работ

на российских нефтехимических предприятиях во втором квартале 2006 г.

ЗАТРАТЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ ДО СОБСТВЕННЫХ НПЗ ГРУППЫ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Затраты по транспортировке нефти до собственных НПЗ Группы увеличились на 162 млн долл. США, или на 23,6%, по сравнению с 2006 г., что связано с ростом объемов переработки нефти и транспортных тарифов.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Затраты по транспортировке нефти до собственных НПЗ Группы увеличились на 238 млн долл. США, или на 53,1%, по сравнению с 2005 г., что связано с ростом объемов переработки нефти и транспортных тарифов.

ПРОЧИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Прочие операционные расходы включают в себя затраты предприятий газопереработки, стоимость реализуемых производственными и сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких как электричество, теплоснабжение, транспортные услуги и т.д.), и операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Прочие операционные расходы выросли на 410 млн долл. США, или на 47,6%, по сравнению с 2006 г. Данный рост объясняется общим ростом прочей реализации, в том числе за счет увеличения объемов транспортных и прочих услуг, оказанных Группой за рубежом.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Прочие операционные расходы выросли на 182 млн долл. США, или на 26,8%, по сравнению с 2005 г. Данный рост объясняется ростом прочей реализации.

ИЗМЕНЕНИЕ ОПЕРАЦИОННЫХ РАСХОДОВ В СОСТАВЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПРОИЗВЕДЕННЫХ ВНУТРИ ГРУППЫ

Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведенных внутри Группы, включает в себя расходы по добыче и переработке нефти и нефтепродуктов, которые были произведены предприятиями Группы в течение отчетного периода, но не реализованы третьим сторонам.

До 2006 г. данная величина включала в себя изменение остатков запасов, относящихся к налогу на добычу полезных ископаемых, экспортным пошлинам и транспортным расходам. Начиная с первого квартала 2006 г. такие изменения отражаются в соответствующих статьях отчета о прибылях и убытках. Поскольку руководство Группы оценивает влияние изменения классификации на

презентацию отчета о прибылях и убытках в 2005 г. как незначительное, реклассификаций в сравнительных данных не производилось.

■ СТОИМОСТЬ ПРИОБРЕТЕННЫХ НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки увеличилась в 2007 г. на 5 340 млн долл. США, или на 23,6%, по сравнению с 2006 г. в основном в результате увеличения объемов торговли нефтепродуктами за рубежом и роста цен на них.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки включала в себя результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом. В 2007 г. мы признали убыток от хеджирования в размере 575 млн долл. США по сравнению с доходом в размере 183 млн долл. США в 2006 г.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки выросла в 2006 г. на 3 052 млн долл. США, или на 15,6%, по сравнению с 2005 г. в результате существенного увеличения объемов реализации приобретенных нефтепродуктов и роста рыночных цен на нефть и нефтепродукты. При этом снижение стоимости приобретенной нефти составило 1 166 млн долл. США. Снижение таких закупок объясняется увеличением объемов переработки нефти, добытой Группой, для того чтобы извлечь дополнительную прибыль на фоне высокого уровня маржи нефтепереработки.

Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии включает в себя результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом. В 2006 г. мы признали доход от хеджирования в размере 183 млн долл. США по сравнению с убытком в размере 171 млн долл. США за предшествующий год.

■ ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Транспортные расходы в 2007 г. увеличились на 857 млн долл. США, или на 23,8%, по сравнению с 2006 г. Причиной этого послужили рост транспортных тарифов, рост объемов экспорта нефтепродуктов из России, изменение направлений экспортных поставок, а также общий рост продаж.

Средневзвешенные тарифы с учетом объемов транспортировки Группой по различным направлениям экспортных отгрузок нефти и нефтепродуктов изменились в

2007 г. по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года следующим образом: тарифы на морские перевозки выросли на 11,6%; тарифы на трубопроводный транспорт нефти выросли на 13,8%; тарифы на железнодорожный транспорт нефтепродуктов выросли на 35,1%.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Увеличение общего объема продаж наряду с ростом тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов повлекло за собой увеличение транспортных расходов в 2006 г. на 229 млн долл. США, или на 6,8%, по сравнению с 2005 г.

Средневзвешенные тарифы с учетом объемов транспортировки по различным направлениям экспортных отгрузок нефти и нефтепродуктов Группой изменились в 2006 г. по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года следующим образом: тарифы на морские перевозки снизились на 15,2%; тарифы на трубопроводный транспорт нефти выросли на 21,5%; тарифы на железнодорожный транспорт нефтепродуктов выросли на 26,6%.

■ КОММЕРЧЕСКИЕ, ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов 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, связанные с созданием резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2007 г. на 322 млн долл. США, или на 11,2%, по сравнению с 2006 г.

Увеличение этих расходов в основном связано с реальным укреплением рубля, расширением нашей деятельности в России и за рубежом, индексацией заработной платы, с ростом расходов на информационные услуги.

Такое увеличение расходов было частично нивелировано сокращением расходов по программе вознаграждения руководства, основанной на росте курса обыкновенных акций Компании. В 2007 г. эти расходы составили 125 млн долл. США, тогда как за предыдущий год — 280 млн долл. США.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2007 г. включали в себя также 69 млн долл. США расходов, относящихся к изменениям структуры Группы.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2006 г. на 307 млн долл. США, или на 11,9%, по сравнению с 2005 г.

Рост коммерческих, общехозяйственных и административных расходов произошел за счет реального укрепления рубля и общего увеличения объемов операций, проводимых Группой за пределами Российской Федерации. Кроме того, в 2006 г. Компания начислила вознаграждение менеджменту по программе, основанной на росте курса ее обыкновенных акций (280 млн долл. США по сравнению с 263 млн долл. США в 2005 г.).

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы в 2006 г. включали в себя также 87 млн долл. США расходов, относящихся к нашим дочерним компаниям, приобретенным в конце 2005 г. и в 2006 г.

■ ИЗНОС И АМОРТИЗАЦИЯ

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов.

Сравнение 2007 и 2006 гг.

По сравнению с 2006 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 321 млн долл. США, или на 17,3%. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества. Кроме того, это увеличение включает в себя примерно 36 млн долл. США расходов, относящихся к изменениям структуры Группы.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

По сравнению с 2005 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 536 млн долл. США, или на 40,8%. 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 198 млн долл. США, связанных с приобретениями, совершенными в конце 2005 и в 2006 гг.

■ ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

В течение 2007 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась на 98 млн долл. США, или на 46,9%, по сравнению с 2006 г. Затраты по списанию сухих скважин увеличились на 52 млн долл. США, составив 143 млн долл. США.

В первом полугодии 2007 г. мы завершили оценку двух разведочных скважин, пробуренных в Саудовской Аравии. Одна из скважин оказалась сухой и расходы по ее бурению в размере 51 млн долл. США были списаны на расходы в течение 2007 г. Вторая скважина обнаружила запасы природного газа. Кроме того, в начале 2008 г. мы завершили геологическую оценку еще одной разведочной скважины в Саудовской Аравии, которая оказалась сухой. Расходы на бурение этой скважины в размере 21 млн долл. США были отнесены на расходы в 2007 г. Другие расходы по списанию сухих скважин за рубежом составили 20 млн долл. США.

Расходы по списанию сухих скважин в России в 2007 г. составили 51 млн долл. США и относятся в основном к регионам Поволжья, Тимано-Печоры и Западной Сибири.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

В течение 2006 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы сократилась на 108 млн долл. США, или на 34,1%, по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. В 2006 г. списание сухих скважин в составе затрат на геолого-разведочные работы составило 91 млн долл. США. Эти расходы в основном относятся к проектам в Египте (12 млн долл. США), а также в Тимано-Печоре и в Республике Коми в России (53 млн долл. США). Геологические и геофизические затраты, отнесенные на расходы в 2006 г., были понесены в России и Узбекистане (78 млн долл. США и 12 млн долл. США соответственно).

В 2005 г. объем списания затрат на сухие скважины составил 170 млн долл. США. В 2005 г. Группа завершила бурение первых разведочных скважин на месторождениях Ялама (Д-222) и Тюб-Караган (находящихся в Азербайджане и Казахстане соответственно). Обе разведочные скважины оказались сухими и затраты на их бурение в сумме 105 млн долл. США были отнесены на расходы.

■ (УБЫТОК) ПРИБЫЛЬ ОТ ВЫБЫТИЯ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ АКТИВОВ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов составил в 2007 г. 123 млн долл. США по сравнению с 148 млн долл. США в 2006 г.

Эти убытки включают в себя финансовые результаты от выбытия ряда непрофильных активов, а также сумму индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2006 г. составил 148 млн долл. США по сравнению с прибылью в сумме 52 млн долл. США годом ранее.

Убытки включают в себя финансовые результаты от выбытия ряда непрофильных активов, а также сумму индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы. Убытки в 2006 г. включали в себя также 68 млн долл. США. Это связано с обесценением участков недр с недоказанными запасами в Азербайджане.

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 нашей 38%-й доли в ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» и прибыль в сумме 25 млн долл. США от продажи нашей доли в ЗАО «Арктикнефть».

■ РАСХОДЫ ПО ПРОЦЕНТАМ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Расходы по уплате процентов в 2007 г. выросли на 31 млн долл. США, или на 10,3%, по сравнению с 2006 г. в результате общего роста нашей задолженности. В то же время средневзвешенная ставка процента по долгосрочной задолженности снизилась по сравнению с уровнем 2006 г.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Расходы по уплате процентов в 2006 г. увеличились на 27 млн долл. США, или на 9,8%, по сравнению с 2005 г. Рост процентных расходов объясняется обслуживанием займа в сумме 1 934 млн долл. США, привлеченного Группой для приобретения компании «Каспиэн», а также общим увеличением задолженности. Кроме того, во втором квартале 2006 г. Группа и компания «КонокоФиллипс» достигли соглашения об изменении процентной ставки по договорам займов в рамках финансирования совместного предприятия ООО «Нарьянмарнефтегаз» с 0,1% до 6,8–8,2% годовых, что также увеличило расходы по уплате процентов.

■ НАЛОГИ (КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ)

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
В РОССИИ			
Налог на добычу полезных ископаемых	8 482	7 281	5 590
Социальные налоги и отчисления	385	309	284
Налог на имущество	284	219	210
Прочие налоги и отчисления	105	160	162
ИТОГО В РОССИИ	9 256	7 969	6 246
ЗА РУБЕЖОМ			
Социальные налоги и отчисления	57	47	40
Налог на имущество	29	28	23
Прочие налоги и отчисления	25	31	25
ИТОГО ЗА РУБЕЖОМ	111	106	88
ИТОГО	9 367	8 075	6 334

Сравнение 2007 и 2006 гг.

Налоги (кроме налога на прибыль) выросли в 2007 г. на 16,0%, или на 1 292 млн долл. США, по сравнению с 2006 г. в результате увеличения налога на добычу полезных ископаемых в основном из-за увеличения его ставки на 16,0%.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

Рост налогов (кроме налога на прибыль) обусловлен главным образом ростом на 1 691 млн долл. США налога на добычу полезных ископаемых. Прочие налоги в 2005 г. включают в себя 150 млн долл. США, начисленных по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествовавшие 2004-му финансовому году.

■ АКЦИЗЫ И ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
В РОССИИ			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	734	610	654
Экспортные пошлины	10 814	10 114	6 590
ИТОГО В РОССИИ	11 548	10 724	7 244
ЗА РУБЕЖОМ			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	3 468	2 835	2 679
Экспортные пошлины	17	11	8
ИТОГО ЗА РУБЕЖОМ	3 485	2 846	2 687
ИТОГО	15 033	13 570	9 931

Сравнение 2007 и 2006 гг.

По сравнению с 2006 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 1 463 млн долл. США, или на 10,8%, что в основном связано с увеличением ставок тарифов. Рост экспортных пошлин за счет увеличения объема экспорта нефтепродуктов из России был частично компенсирован за счет снижения объемов экспорта нефти.

Рост суммы акцизов, уплаченных за рубежом, объясняется эффектом от приобретения заправочных станций в Европе у компании «КонокоФиллипс», увеличением ставки акцизов в Болгарии в 2007 г., существенным ростом объемов реализации нефтепродуктов в Румынии, введением с мая 2006 г. в Румынии налога на продажу нефтепродуктов на экспорт.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

По сравнению с 2005 г. акцизы и экспортные пошлины увеличились на 3 639 млн долл. США, или на 36,6%. Рост общей суммы экспортных пошлин связан с ростом их ставок. Двухмесячный разрыв между периодом расчета новой ставки экспортной пошлины на нефть и периодом

ее применения послужил причиной того, что в четвертом квартале 2006 г. мы продавали нефть по снизившимся ценам, тогда как платили экспортные пошлины по самым высоким ставкам. Это оказало негативное воздействие на прибыль до уплаты налога на прибыль в размере, который оценивается примерно в 0,4 млрд долл. США.

■ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Сравнение 2007 и 2006 гг.

По сравнению с 2006 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 734 млн долл. США, или на 26,5%. Это связано с увеличением прибыли до уплаты налогов на 2 761 млн долл. США, или на 26,9%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2007 г. составила 26,9% (в 2006 г. — 27,0%), что выше установленной максимальной ставки в Российской Федерации (24%). Это связано с тем, что некоторые понесенные в текущем периоде

расходы не принимались в уменьшение налоговой базы для целей налогообложения или принимались в пределах, установленных налоговым законодательством.

Сравнение 2006 и 2005 гг.

По сравнению с 2005 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился в 2006 г. на 306 млн долл. США, или на 12,4%. Это связано с ростом прибыли до уплаты налогов на 1 347 млн долл. США, или на 15,1%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2006 г. составила 27,0% (в 2005 г. — 27,7%).

■ СВЕРКА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ ДО ВЫЧЕТА ПРОЦЕНТОВ, НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ, ИЗНОСА И АМОРТИЗАЦИИ (ЕБИТДА)

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ	9 511	7 484	6 443
Увеличивается (уменьшается) на:			
налог на прибыль	3 507	2 773	2 467
износ и амортизацию	2 172	1 851	1 315
расходы по уплате процентов	333	302	275
доходы по процентам и дивидендам	(135)	(111)	(96)
ЕБИТДА	15 388	12 299	10 404

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет инвесторам полезную информацию, поскольку является индикатором эффективности нашей деятельности, включая нашу способность финансировать капитальные затраты, приобретения компаний и другие инвестиции, а также нашу способность привлекать и обслуживать кредиты и займы. Хотя в соответствии с ОПБУ США износ и амортизация относятся к операционным затратам, в первую очередь это расходы, которые имеют неденежную форму и представляют собой

текущую часть затрат, относящихся к долгосрочным активам, приобретенным или созданным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств ЕБИТДА обычно служит основанием для оценки и прогноза эффективности и стоимости компаний нефтегазовой отрасли. Этот показатель не должен рассматриваться отдельно, в качестве альтернативы показателям чистой прибыли, прибыли от основной деятельности или любому другому показателю нашей деятельности, подготовленному в соответствии с ОПБУ США. ЕБИТДА не отражает необходимости в замещении наших основных средств.

АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности	10 881	7 766	6 204
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(9 715)	(7 515)	(6 225)
Денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности	(1 098)	(1 186)	432

■ ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основным источником денежных средств Компании являются денежные средства, полученные от основной деятельности, объем которых в 2007 г. составил 10 881 млн долл. США, что на 40,1% больше, чем в 2006 г. В 2007 г. негативное влияние на сумму денежных средств, полученных от основной деятельности, оказало увеличение рабочего капитала на 1 828 млн долл. США по сравнению с 1 января 2007 г. Основными причинами этого стали:

- увеличение на 525 млн долл. США дебиторской задолженности по НДС
- чистое увеличение торговой дебиторской и кредиторской задолженности на 691 млн долл. США
- увеличение запасов на 1 148 млн долл. США, что связано с ростом объемов нефтепродуктов в запасах

В то же время отрицательный эффект от перечисленных выше факторов был частично нивелирован в результате уменьшения на 521 млн долл. США дебиторской задолженности по налогам и чистого уменьшения на 15 млн долл. США прочих активов и обязательств.

В 2006 г. значительное негативное влияние на движение денежных средств от основной деятельности оказал рост рабочего капитала на 1 621 млн долл. США, в результате увеличения запасов, налоговой и торговой дебиторской задолженности.

■ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Рост суммы денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, объясняется ростом капитальных затрат на 2 652 млн долл. США, или на 41,3%, по сравнению с 2006 г. (подробный анализ капитальных затрат приведен далее). Кроме того, в 2007 г. Компания приобрела лицензии на геологоразведку и нефтедобычу на двух месторождениях в Республике Коми за 255 млн долл. США.

В 2007 г. мы потратили 442 млн долл. США на приобретение сети заправочных станций в Европе, 154 млн долл. США на увеличение нашей доли в перерабатывающем заводе в Нижнем Новгороде и 240 млн долл. США на прочие

приобретения и увеличение долей в дочерних компаниях. Приобретения в 2007 г. включают в себя 832 млн долл. США авансовых платежей, связанных с приобретением нефтегазовых активов в Узбекистане («СНГ Холдингс Лтд.»), а также планируемые приобретения сбытовых активов в России и за рубежом.

Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, включают 1 155 млн долл. США, которые были получены в результате продажи 50%-й доли в компании «Каспиэн».

В 2006 г. мы заплатили 1 374 млн долл. США за приобретение долей в других компаниях, что на 1 500 млн долл. США меньше, чем в 2005 г. Основную часть этой суммы составляли 847 млн долл. США, заплаченные Группой за приобретение ХМОК, а также 300 млн долл. США в качестве аванса на приобретение оставшихся 34% уставного капитала ООО «Геойлбент». В 2005 г. мы заплатили 2 874 млн долл. США в основном за приобретение долей в компаниях «Каспиэн», ОАО «Приморьенефтегаз», «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy», оставшейся доли в ЗАО «СеверТЭК», доли в ООО «Геойлбент» и за увеличение нашей доли в компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД».

■ ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Чистые денежные средства, полученные от изменения задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составили в 2007 г. 616 млн долл. США. Эти поступления включали в себя займы в размере 672 млн долл. США, полученных от компании «КонокоФиллипс» как вклад в финансирование совместного предприятия в Тимано-Печорском регионе.

В июне 2007 г. компания Группы привлекла 1 000 млн долл. США, разместив выпуск неконвертируемых облигаций. Облигации общей стоимостью 500 млн долл. США были размещены со сроком погашения 10 лет и ставкой купонного дохода 6,356% годовых. Остальные облигации были размещены со сроком погашения 15 лет и ставкой купонного дохода 6,656% годовых. Все облигации были размещены по номиналу с полугодовым купонным периодом. Полученные средства были направлены на рефинансирование большей части задолженности по

привлеченному в декабре 2005 г. синдицированному кредиту в объеме 1 934 млн долл. США, который был получен для финансирования приобретения компании «Каспизен». В результате этой операции более чем в два раза снижена пиковая долговая нагрузка, приходившаяся на декабрь 2008 г.

В 2006 г. чистые денежные средства, полученные от изменения задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составили 715 млн долл. США (по сравнению с 1 132 млн долл. США в 2005 г.). Поступления в 2006 г. включали в себя:

- выпуск в декабре 2006 г. 14 млн штук рублевых неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию (532 млн долл. США)
- займ в размере 530 млн долл. США на приобретение ХМОК
- займ в размере 381 млн долл. США, полученный от компании «КонокоФиллипс» как вклад в финансирование совместного предприятия в Тимано-Печорском регионе (ранее этот займ учитывался как вклад в акционерный капитал)

В 2007 г. в результате расчетов по программе вознаграждения руководства сотрудники Компании приобрели приблизительно 8,8 млн акций, находившихся у Группы в составе акций, выкупленных у акционеров, по цене 129 млн долл. США, определенной на дату введения программы, и продали Группе обратно приблизительно 1,5 млн акций за 134 млн долл. США.

Также в 2007 г. Группа приобрела акции Компании на сумму 578 млн долл. США в рамках программы по управлению собственным капиталом. В 2006 г. эта сумма составила 782 млн долл. США.

В 2007 г. Компания выплатила 1 230 млн долл. США дивидендов (1 015 и 800 млн долл. США в 2006 и 2005 гг. соответственно).

Все это привело к тому, что величина денежных средств, использованных в финансовой деятельности в 2007 г., составила 1 098 млн долл. США по сравнению с 1 186 млн долл. США, использованными в финансовой деятельности в предыдущем году.

Компания имеет достаточные возможности по привлечению заемных средств для удовлетворения непредвиденных потребностей в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2007 г. Компания располагала неиспользованными краткосрочными кредитными линиями в различных банках на общую сумму около 1 916 млн долл. США.

Компания проводит систематическую работу по снижению задолженности Группы, обеспеченной залогом экспортной выручки и основных средств Компании. По состоянию на 31 декабря 2007 г. доля такой задолженности составляла 6%, а по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. — 14% и 35% соответственно.

■ КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ КОМПАНИИ

Агентство Standart&Poor's в 2007 г. повысило долгосрочный корпоративный кредитный рейтинг и рейтинг по обязательствам Компании с «BB+» до «BBB-», исходя из анализа результатов деятельности за 2006 г., финансовой политики и стратегических планов Компании.

В 2007 г. агентство Moody's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг Компании и долгосрочный рейтинг эмитента на уровне «Baa2».

В 2007 г. рейтинговое агентство Fitch подтвердило Компании долгосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «BBB-», а также краткосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «F3». В начале 2008 г. агентство Fitch изменило прогноз для Компании со «стабильного» на «позитивный».

Кредитный рейтинг сам по себе не является рекомендацией покупать, продавать или держать ценные бумаги и в любой момент может быть пересмотрен, приостановлен или отозван рейтинговым агентством. Схожие рейтинги, присвоенные Компании и/или различным типам её ценных бумаг, не обязательно означают одно и то же. Рейтинги не указывают на пригодность наших ценных бумаг для продажи или на их рыночную цену. Любые изменения кредитных рейтингов Компании или рейтингов её ценных бумаг могут негативно сказаться на цене последующей продажи наших ценных бумаг. Мы рекомендуем оценивать значимость каждого из рейтингов независимо от остальных.

■ АНАЛИЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА			
Россия	6 391	4 334	2 487
За рубежом	871	786	431
ИТОГО РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА	7 262	5 120	2 918
ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ			
Россия	1 177	916	654
За рубежом	645	559	475
ИТОГО ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ	1 822	1 475	1 129
НЕФТЕХИМИЯ			
Россия	73	121	59
За рубежом	98	51	18
ИТОГО НЕФТЕХИМИЯ	171	172	77
ПРОЧИЕ	117	119	53
ИТОГО КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ*	9 372	6 886	4 177
ПРИБРЕТЕНИЕ КОМПАНИЙ			
РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА			
Россия	77	1 469	778
За рубежом	357	91	1 959
ИТОГО РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА	434	1 560	2 737
ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ			
Россия	685	122	27
За рубежом	511	-	229
ИТОГО ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ	1 196	122	256
ПРОЧИЕ	38	32	-
ЗА МИНУСОМ ПРИОБРЕТЕННЫХ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	(102)	(26)	(119)
ИТОГО ПРИОБРЕТЕНИЙ КОМПАНИЙ**	1 566	1 688	2 874

* Включая неденежные операции.

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

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2007 г. составили 9 372 млн долл. США, что на 2 486 млн долл. США превышает уровень 2006 г. В основном этот рост был обусловлен затратами в сегменте разведки и добычи, которые выросли на 2 142 млн долл. США, или на 41,8%, по сравнению с 2006 г. Рост капитальных затрат на разведку и добычу в новых регионах составил 1 000 млн долл. США и был в основном обусловлен затратами на обустройство и развитие инфраструктуры наших новых месторождений. В Западной Сибири капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 830 млн долл. США главным образом в результате увеличения объемов разведочного бурения, строительства трубопроводов и инвестиций в оборудование. Капиталь-

ные затраты в Европейской России увеличились на 209 млн долл. США. Рост капитальных затрат, относящихся к нашим зарубежным проектам (за исключением Каспия), составил в 2007 г. 103 млн долл. США и в основном связан с нашими проектами в Казахстане, Саудовской Аравии и Узбекистане.

По оценкам Компании, в 2008 г. капитальные затраты в сегменте разведки и добычи составят примерно 7,1 млрд долл. США, в том числе 1,0 млрд долл. США за пределами России. Капитальные затраты в сегменте переработки, торговли и сбыта планируются на уровне 1,9 млрд долл. США, из которых 0,6 млрд долл. США — за пределами России.

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

	2007	2006	2005
	(млн долл. США)		
Север Тимано-Печорского региона	2 357	1 526	673
Ямал	75	135	216
Каспий*	441	212	259
ИТОГО	2 873	1 873	1 148

* Российские и международные проекты.

ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ЗАБАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

■ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО КАПИТАЛЬНЫМ ВЛОЖЕНИЯМ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА КОМПАНИИ

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 законодательства. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 878 млн долл. США и 59 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 1 561 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 46 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 продажей компании «ЛУКОЙЛ-Бурение» в 2004 г. Группа заключила 5-летний контракт на оказание услуг по бурению. По условиям контракта услуги по бурению

в сумме 1 211 млн долл. США и 753 млн долл. США будут оказаны компанией «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») в течение 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, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2008 г. оценивается Группой в сумме около 706 млн долл. США.

Компания Группы имеет обязательство по приобретению в течение следующих двух лет оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода на Украине. По состоянию на 31 декабря 2007 г. этого обязательства составляло приблизительно 160 млн долл. США.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 357 млн долл. США в течение последующих 30 лет.

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

В таблице ниже представлена информация об общей сумме наших договорных обязательств и обязательств по капитальным вложениям.

Млн долл. США	Итого	2008	2009	2010	2011	2012	После
БАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА							
Краткосрочная задолженность	2 214	2 214	-	-	-	-	-
Долгосрочные банковские займы и кредиты	2 391	1 218	204	364	182	138	285
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	48	11	19	6	7	1	4
Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон	1 745	-	-	-	-	-	1 745
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	-	-	-	-	-	500
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	-	-	-	-	-	500
7,25%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2009 г.	244	-	244	-	-	-	-
7,10%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2011 г.	326	-	-	-	326	-	-
7,40%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2013 г.	244	-	-	-	-	-	244
Обязательства по аренде	107	47	35	14	1	5	5
ИТОГО	8 319	3 490	502	384	516	144	3 283
Обязательства по капитальным вложениям в рамках лицензионных соглашений в России*	1 607	575	473	162	164	187	46
Обязательства по операционной аренде	1 782	500	426	235	155	133	333
Обязательства по капитальным вложениям компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»	878	213	297	143	225	-	-
Обязательства по капитальным вложениям компании «Петротел-ЛУКОЙЛ»	59	32	20	7	-	-	-
Обязательства по модернизации нефтехимического завода на Украине	160	152	8	-	-	-	-
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	357	282	27	7	2	1	38
Обязательства по контракту с «Буровой компанией «Евразия»	1 964	1 211	753	-	-	-	-
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	706	706	-	-	-	-	-

* Руководство Группы считает, что значительная часть этих обязательств будет выполнена в рамках контрактов, заключенных Группой с «Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг».

■ В ЗАБАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2007 г. составляла 610 млн долл. США со сроком погашения до 1 мая 2012 г. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5% годовых. Для улучшения кредитной состоятельности компании «ЛУКАРКО» Компания выдала гарантию по погашению 54% процентных платежей и 54% основной суммы долга на момент погашения. По состоянию на 31 декабря 2007 г. общая сумма гарантии Компании составила

348 млн долл. США. Из них 19 млн долл. США относятся к задолженности по процентам на сумму неоплаченного долга. Платежи должны быть осуществлены в случае, если Компания будет уведомлена о том, что компания «ЛУКАРКО» не выполняет своих обязательств по срокам погашения кредитной линии. Гарантия Компании обеспечена 54%-й долей в компании «ЛУКАРКО» с балансовой стоимостью, равной 462 млн долл. США и 358 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 и 2006 гг. соответственно. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо существенных обязательств.

По периодам истечения

Млн долл. США	Итого	2008	2009	2010	2011	2012	После
Гарантии по обязательствам зависимых компаний	361	131	167	63	-	-	-

■ СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее — АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее — АГД), компании Группы, и Компании (далее — «Ответчики»). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АДК и АГД. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении 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 доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение. Это ходатайство было отклонено. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. 11 июня 2007 г. Окружной суд вынес постановление о проведении слушаний по рассмотрению доказательств по вопросу о том, распространяется ли на Компанию общая персональная юрисдикция в штате Колорадо. Слушания назначены на 13 июня 2008 г. 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 (далее — Арбитражный трибунал) от 25 июня 2001 г., отказавшего в рассмотрении искового заявления АДК против АГД в связи с отсутствием юрисдикции. Исковое заявление АДК против АГД изначально было подано в Арбитражный трибунал с претензией о невыполнении условий соглашения и обязательств по перерегистрации на компанию «Алмазный берег» лицензии на разведку алмазного месторождения, а также о 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. 13 апреля 2006 г. Верховным судом Швеции отказано в принятии заявления АГД об апелляции на решение Апелляционного суда Швеции от 15 ноября 2005 г. 6 мая 2006 г. от имени АДК получено уведомление о начале арбитража. 20 декабря 2006 г. состоялось первое заседание Арбитражного трибунала с участием сторон для решения процедурных вопросов ведения арбитражного дела. По результатам слушаний Арбитражным трибуналом издан процедурный приказ, определяющий порядок и сроки дальнейшего ведения дела. В мае 2007 г. АДК подало исковое заявление, в котором просит Трибунал потребовать от АГД перерегистрации лицензии на разведку алмазного месторождения на компанию «Алмазный берег». 22 октября 2007 г. АГД предоставило отзыв по данному иску. 21 декабря 2007 г. арбитражный трибунал вынес процедурный приказ о приостановлении производства по делу на четыре месяца. 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 считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния 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 2007 г. сумма задолженности,

чувствительной к изменению процентных ставок, составила 3 096 млн долл. США (подробная информация о долгосрочной задолженности содержится в Примечании 12 «Долгосрочная задолженность по кредитам и займам» к консолидированной финансовой отчетности). С учетом фактических процентных ставок и баланса наших обязательств с плавающими процентными ставками по состоянию на 31 декабря 2007 г. изменение процентной ставки на 10% при неизменном остатке задолженности не будет иметь существенного влияния на результаты нашей деятельности.

В приведенных ниже таблицах представлена информация о периодах погашения наших долговых обязательств и соответствующих средневзвешенных процентных ставках.

2007	Обязательства с фиксированной процентной ставкой		Обязательства с плавающей процентной ставкой	
	(млн долл. США)	%	(млн долл. США)	%
2008	132	5,27	2 035	5,28
2009	297	6,65	169	5,91
2010	41	2,87	329	5,60
2011	373	6,59	142	6,25
2012	2	5,00	137	6,40
После	1 250	6,67	284	6,96
ВСЕГО*	2 095	6,49	3 096	5,60
2006	(млн долл. США)	%	(млн долл. США)	%
2007	91	3,07	1 202	5,94
2008	47	3,54	2 224	6,15
2009	283	6,49	79	7,29
2010	35	2,94	242	6,61
2011	341	6,68	56	7,87
После	233	4,70	157	9,40
ВСЕГО*	1 030	5,59	3 960	6,29

* За исключением долгосрочных обязательств по аренде и кредитов и займов от связанных сторон.

■ 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. Поскольку 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. В 2007 г. Компания отразила прибыль по курсовым разницам, возникшим от переоценки наших монетарных активов и обязательств, в сумме 93 млн долл. США, прибыль в сумме 169 млн долл. США в 2006 г. и убыток в размере 134 млн долл. США в 2005 г.

Укрепление рубля по отношению к доллару США в 2005 — 2007 гг. отрицательно влияло на наши операционную прибыль и денежные потоки, т.к. приводило к увеличению наших затрат в долларовом исчислении и снижению размера нашей экспортной выручки в рублевом эквиваленте. Как упоминалось выше, значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов выражена в рублях. Сохранение в 2008 г. темпов укрепления рубля к доллару на уровне 10% может оказать существенное влияние на наш свободный поток денежных средств (при неизменности остальных макроэкономических факторов).

■ 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. По данным операциям в 2007 г. Компания отразила убыток в размере 575 млн долл. США (прибыль в размере 183 млн долл. США и убытки в размере 171 млн долл. США в 2006 и 2005 гг. соответственно). Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2007 г., составляла чистое обязательство в размере 50 млн долл. США (по состоянию на 31 декабря 2006 г. чистый актив в размере 43 млн долл. США и по состоянию на 31 декабря 2005 г. чистое обязательство в размере 26 млн долл. США).

КЛЮЧЕВЫЕ 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» к консолидированной финансовой

отчетности. 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.

■ ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИЙ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ ПРИОБРЕТЕНИЙ

Учет приобретения компаний предполагает распределение стоимости приобретения на различные статьи активов и обязательств приобретенной компании. Для большинства активов и обязательств распределение стоимости приобретения заключается в отражении этих активов и обязательств по справедливой стоимости. Наиболее трудоемкой частью этой оценки является определение справедливой стоимости основных средств и идентифицируемых нематериальных активов. Мы используем всю доступную информацию для определения справедливой стоимости и в большинстве случаев нанимаем независимую оценочную компанию для содействия в определении справедливой стоимости приобретенных долгосрочных активов. У нас есть, если это необходимо, до одного года после даты приобретения для окончательного определения такой справедливой стоимости и завершения распределения стоимости приобретения.

ПРИНЦИПЫ КОНСОЛИДАЦИИ

В нашу консолидированную финансовую отчетность включены данные о финансовом положении и результатах деятельности Компании, а также 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. Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу пропорциональной консолидации. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения.

■ ПРИЗНАНИЕ ВЫРУЧКИ

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов признается на момент перехода к покупателю прав собственности на них. Выручка включает акциз на продажу нефтепродуктов и экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты.

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

■ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА «РЕЗУЛЬТАТИВНЫХ ЗАТРАТ» ДЛЯ УЧЕТА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

Учет в нефтегазодобывающей отрасли ведется в соответствии с правилами учета, специфичными для данной отрасли. 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 убытка от выбытия и снижения стоимости активов.

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 значительные 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

Подсчет запасов нефти и газа проводится в соответствии с требованиями американского Общества инженеров-нефтяников и Всемирного нефтяного конгресса. В силу свойственной неопределенности и ограниченности геологических данных о запасах, оценке запасов свойственна неточность, а при ее проведении требуется применение суждений. Кроме этого, оценка запасов подвержена изменениям по мере поступления новых данных. 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.

Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, включая природный газ и газовый конденсат, 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 запасы включают запасы как в пределах срока действия лицензий, так и после окончания срока их действия. Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

Руководство включило в состав доказанных запасов существенные объемы, которые Группа собирается извлечь после окончания срока действия существующих лицензий в Российской Федерации. 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. Это позволит осуществлять добычу

после существующих в настоящее время сроков действия лицензий. Группа находится в процессе переоформления всех своих лицензий по добыче в Российской Федерации. Она 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.

■ 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 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.

■ ОТЛОЖЕННЫЙ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов, связанных с временными разницей между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также и в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех

периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы, возместить стоимость активов и погасить обязательства. Изменения величины активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль, обусловленные изменением налоговых ставок, отражаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках в том периоде, в котором указанные ставки были законодательно утверждены.

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

■ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ

В соответствии с законодательством, различными договорами и лицензиями Группа 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» Группа отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. 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 дату составления 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. На основании профессиональных суждений и интерпретации законодательства Группа должна определять, имеется ли вероятность возникновения какого-либо существенного убытка и может ли величина обязательства быть предварительно оценена.

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. Информация об условных убытках, которые считаются маловероятными, обычно не раскрывается, если только они не касаются гарантий, характер которых необходимо раскрыть. Руководство Компании постоянно контролирует уже известные и потенциальные условные события и обязательства и делает соответствующие начисления в отчете о прибылях и убытках в том случае, когда это подтверждают обстоятельства.

■ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДНЫХ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено участием в определенных 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.

■ ИЗМЕНЕНИЯ В СТАНДАРТАХ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

В марте 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 161 «**Раскрытие информации о производных финансовых инструментах и операциях хеджирования**». Данное Положение устанавливает новые требования при раскрытии операций, касающихся влияния производных финансовых инструментов и хеджирования на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки компании. Положение № 161 должно применяться для годовой и промежуточной финансовой отчетности начиная с 15 ноября 2008 г. Досрочное

применение Положения разрешено. Группе необходимо применять требования Положения № 161, начиная с первого квартала 2009 г. Группа ожидает, что применение Положения № 161 не окажет существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 141 (Пересмотренное) «**Приобретение компаний**». Данное Положение будет применяться ко всем сделкам, в результате которых организация приобретает контроль над одним или несколькими предприятиями. Положение № 141 (Пересмотренное) требует, чтобы организация признавала справедливую стоимость активов и обязательств, приобретенных в ходе сделки, признавала и определяла деловую репутацию в результате приобретения или прибыль от приобретения, а также модифицирует требования по раскрытию информации. Положение № 141 (Пересмотренное) применимо к приобретениям, произошедшим после 1 января 2009 г. Досрочное применение Положения запрещено.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 160 «**Неконтролируемые доли в консолидированной финансовой отчетности — поправка к ARB № 51**». Данное Положение будет применяться ко всем организациям, подготавливающим консолидированную финансовую отчетность (кроме некоммерческих организаций), которые имеют неконтролируемые доли в своих дочерних компаниях, а также к тем организациям, которые должны деконсолидировать дочерние компании. Положение меняет отражение в консолидированном балансе неконтролируемой доли, устанавливает единый метод учета изменений в доле, которой владеет материнская организация, в случаях, когда не происходит деконсолидация, и требует от материнской организации признавать прибыли и убытки при деконсолидации дочерних компаний. Положение вступает в силу 1 января 2009 г. и должно применяться начиная с этой даты, за исключением требований по раскрытию информации, которые должны быть применены к предшествующим периодам. Досрочное применение Положения запрещено.

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 159 «**Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости**». Данное Положение расширяет возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешает компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании будут учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Положение вступает в силу начиная с первого квартала 2008 г. Группа ожидает, что применение Положения № 159 не будет иметь существенного влияния на финансовую отчетность.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 158 **«Учет у работодателя пенсионных планов с установленными выплатами и прочих планов, связанных с пенсионными выплатами, – изменения Положений № 87, 88, 106 и 132 (R)»**. Данное Положение требует, чтобы работодатель, который индивидуально финансирует один или несколько пенсионных планов с установленными выплатами: а) признавал статус фондирования пенсионного плана с установленными выплатами в бухгалтерском балансе; б) признавал в составе прочего совокупного дохода (с учетом налогов) прибыли или убытки и положительную или отрицательную стоимость вклада предыдущей службы, которые возникают в текущем периоде, но не признаются в составе чистых периодических пенсионных расходов; в) проводил оценку активов и обязательств пенсионного плана с установленными выплатами по состоянию на конец финансового года работодателя (с некоторыми исключениями); г) раскрывал в примечаниях к финансовой отчетности дополнительную информацию об определенных факторах, влияющих на чистые пенсионные расходы в следующем финансовом году, в связи с отложенным признанием прибылей или убытков и положительной или отрицательной стоимости вклада предыдущей службы и активов или обязательств переходного периода. Требования Положения действуют начиная с 31 декабря 2006 г., за исключением требования оценки активов и обязательств плана по состоянию на конец финансового года работодателя, которое действует начиная с 31 декабря 2008 г. Применение требования Положения № 158 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Положение № 157 **«Оценка справедливой стоимости»**, которое устанавливает единое официальное определение справедливой стоимости, вводит систему оценки справедливой стоимости и дополнительные требования к раскрытиям в отношении оценки справедливой стоимости. Данное Положение не требует проведения каких-либо новых оценок справедливой стоимости, а нацелено на достижение более последовательного их проведения. Группе необходимо применять требования Положения № 157 начиная с первого квартала 2008 г. Группа ожидает, что применение Положения № 157 не будет иметь существенного влияния на финансовую отчетность.

В июне 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Интерпретацию № 48 **«Учет фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, интерпретация Положения № 109»** (далее — Интерпретация № 48). Данная Интерпретация разъясняет методы учета фактов неопределенности при расчете налога на прибыль, отражаемого в отчетности компаний в соответствии с Положением № 109 **«Учет налога на прибыль»**. Группа

применила положения Интерпретации № 48 начиная с первого квартала 2007 г. Применение Интерпретации № 48 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета утвердил согласованную позицию Комитета по решению технических вопросов в Публикации № 06-3 **«О порядке представления налогов, полученных от покупателей и выплаченных государственным органам, в отчете о прибылях и убытках (т.е. свернутое или развернутое представление)»**. Данная позиция требует раскрытия порядка представления налогов в отчетности (свернуто или развернуто), а также раскрытия в промежуточной и годовой финансовой отчетности таких налогов, отраженных развернуто. Группа применила положения Публикации № 06-3 в 2006 г. Применение данной Публикации не оказало существенного влияния на финансовую отчетность.

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 обязательства по платежам сотрудникам, основанным на стоимости акций, по справедливой стоимости на дату введения программы и на каждую отчетную дату и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций и включенные в состав капитала, должны быть оценены по справедливой стоимости на дату введения программы и отнесены на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Применение требований Положения № 123 (R) в течение 2006 г. не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

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

Примерами такого рода прогнозных заявлений, в частности, могут служить:

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

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

К указанным обстоятельствам относятся:

- инфляция, колебания процентных ставок и валютного курса
- цена на нефть и нефтепродукты
- 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.

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 течение 12 месяцев 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, урегулируют 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.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ- НЕРЕЗИДЕНТОВ ПО НАЛОГОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Если держатель-нерезидент (физическое лицо) получил доход, подлежащий налогообложению в РФ, а удержание налога на доходы физических лиц по какой-либо причине не произошло, держатель обязан задекларировать свой доход в налоговых органах РФ и уплатить налог лично.

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.

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 в отношении дивидендного дохода, получаемого держателями депозитарных расписок, существует вероятность, что мы будем вынуждены удерживать налог на дивиденды, выплачиваемые депозитарию, который является держателем-нерезидентом, по обычным ставкам (см. «Получение льгот в соответствии с Соглашением об избежании двойного налогообложения»).

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. Если акции или депозитарные расписки продаются на территории РФ юридическому лицу, то последнее обязано удержать налог на прибыль со всей суммы дохода, полученного нерезидентом (физическим лицом), по применяемой в России ставке 30%. В этом случае нерезидент (физическое лицо) вправе потребовать возмещения подтвержденной стоимости приобретения ценных бумаг при заполнении российской налоговой декларации.

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), обычно 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 СОГЛАШЕНИЯМИ ОБ ИЗБЕЖАНИИ ДВОЙНОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

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.

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 права возвращать средства физическому лицу, за исключением случаев, когда возврат средств специально одобрен налоговыми органами РФ.

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 в случае предоставления российским налоговым органам (а) заявления на возврат средств в любом понятном для налоговых органов формате на русском языке, (б) налоговой декларации за год (форма 2-НДФЛ), предоставляемой налоговым агентом, и (в) подтверждения его резидентства в стране, с которой у РФ имеется соглашение об избежании двойного налогообложения, (г) свидетельство или любой другой документ, выданный налоговыми органами страны резидентства физического лица, подтверждающий или удостоверяющий, что полученный доход включен в налогооблагаемый доход физического лица и налог на этот доход был уплачен в данной стране. Если возмещение средств осуществляется юридическим лицом с разрешения налоговых органов РФ, то процедура отличается от вышеприведенной.

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 владельцами 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 зачет 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, 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 перечислены или считаются перечисленными, были любым способом 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 постоянное представительство.

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 там постоянного местожительства, 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). В настоящее время ставка налога на прирост стоимости активов в Великобритании для физических лиц составляет 18%.

В случае приобретения расписок или акций в различные периоды времени применяются специальные правила, которые устанавливаются 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 постоянное представительство. Налогооблагаемая прибыль может уменьшаться за счет индексации на темп инфляции. В настоящее время ставка налога на прибыль корпораций в Великобритании составляет 28%.

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.

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

101 000, Российская Федерация, г. Москва, Сретенский бульвар, 11

Центральная справочная служба

Телефон: +7 (495) 627-44-44, 628-98-41

Факс: +7 (495) 625-70-16

Отдел по работе с акционерами

Телефон: +7 (495) 627-48-84, (499) 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, г. 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»

125 993, Российская Федерация, г. Москва, 3-я улица

Ямского поля, дом 28

Телефон / факс: +7 (495) 755-90-77

ОПУБЛИКОВАННЫЕ ОТЧЕТЫ

На сайте Компании представлены электронные версии следующих отчетов:

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.
6. Основные факты.

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 «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 2007 год (25,58 руб./долл.).

Запасы и добыча нефти включают нефть, газовый конденсат и ШФЛУ.

Проценты изменения результатов операционной деятельности за 2007 год, приведенных в млн т, рассчитаны на основе соответствующих показателей в тыс. т.

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)