



Содержание

| | |
|--|------------|
| Обращение к акционерам | 2 |
| ЛУКОЙЛ на карте мира | 6 |
| Основные производственные и финансовые показатели | 8 |
| События 2006 года | 9 |
| Разведка и добыча нефти и газа | 14 |
| Лицензирование | 19 |
| Геолого-разведочные работы | 19 |
| Запасы нефти и газа | 25 |
| Разработка месторождений и добыча нефти | 27 |
| Разработка месторождений и добыча газа | 32 |
| Поставки нефти | 34 |
| Переработка, нефтехимия и сбыт | 36 |
| Нефтепереработка | 38 |
| Производство масел | 41 |
| Газопереработка | 43 |
| Нефтехимия | 44 |
| Сбыт нефтепродуктов | 46 |
| Товарный баланс дочерних обществ группы «ЛУКОЙЛ» (2006) | 50 |
| Технологии и инновации | 52 |
| Технологии в сфере геологоразведки и добычи | 54 |
| Технологии в сфере нефтепереработки | 56 |
| Энергосберегающие технологии | 56 |
| Информационные технологии | 57 |
| Социальная ответственность | 58 |
| Охрана окружающей среды | 60 |
| Промышленная безопасность и охрана труда | 63 |
| Персонал и социальные программы | 64 |
| Социальная политика и благотворительная деятельность | 66 |
| Корпоративное управление и ценные бумаги | 70 |
| Корпоративное управление | 72 |
| Информационная открытость | 73 |
| Совет директоров и Правление Компании | 74 |
| Комитеты Совета директоров | 79 |
| Внутренний контроль и аудит | 79 |
| Ценные бумаги Компании | 80 |
| Дивиденды | 83 |
| Газовый бизнес группы «ЛУКОЙЛ» | 84 |
| Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности | 92 |
| Консолидированная финансовая отчетность | 126 |
| Налогообложение дивидендов и операций с акциями | 166 |
| Заявления прогнозного характера | 171 |
| Справочная информация | 172 |

Обращение к акционерам

Уважаемые акционеры!

Мы рады сообщить, что в 2006 году Компания достигла рекордных операционных и финансовых результатов. Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» в отчетном году составила 7 484 млн долл., что на 16,2% превышает чистую прибыль за 2005 год. Доходность на вложенный капитал составила 21,5%. Кроме того, благодаря эффективной работе Компании существенно возросла ее акционерная стоимость: в 2006 году курс акций ОАО «ЛУКОЙЛ» вырос на 48,1%.

В 2006 году ОАО «ЛУКОЙЛ» отметило свое пятнадцатилетие. Мы гордимся тем, что за время своего существования Компания добилась значительных успехов по всем направлениям своей деятельности. Одним из основных итогов этой деятельности стало превращение ОАО «ЛУКОЙЛ» в международную компанию, работающую более чем в 30 странах мира. А самым большим достижением, которое стало возможным благодаря повышению эффективности и расширению деятельности Компании, стал быстрый и стабильный рост ее акционерной стоимости.

Войдя за пятнадцать лет в круг лидеров мировой нефтегазовой промышленности, ЛУКОЙЛ не останавливается на достигнутом. В 2006 году мы разработали новую стра-



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

тегию развития Компании на ближайшие десять лет. Она предусматривает интенсивный и эффективный рост и дальнейшее расширение географии деятельности во всех бизнес-сегментах. Наша цель – превратить ЛУКОЙЛ в глобальную нефтегазовую компанию, не уступающую по эффективности и масштабам деятельности современным безусловным лидерам отрасли.

Высокие результаты 2006 года были достигнуты как благодаря внешним ценовым факторам, так и благодаря наращиванию масштабов деятельности и росту ее эффективности.

Для Компании 2006 год характеризовался благоприятной ценовой конъюнктурой и на международном, и на внутреннем рынках. Цена на нефть на международном рынке достигла своего исторического максимума, однако на протяжении года была крайне волатильной. При этом в связи с особенностями налоговой системы России, где сконцентрирована значительная часть деятельности Компании, рост экспортной выручки при цене на нефть выше 25 долл./барр. почти полностью нивелировался ростом экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых. Однако рост экспортной пошлины на нефть привел к существенному увеличению российской маржи нефтепереработки, что позволяло получать дополнительную прибыль путем переориентации объемов с экспортных направлений на загрузку собственных и привлеченных российских НПЗ. Маржа переработки в Европе также была высокой, что благоприятно отразилось на финансовых результатах Компании.

Кроме того, улучшение финансовых результатов было также обусловлено расширением масштабов деятельности Компании: в 2006 году добыча товарных углеводородов выросла на рекордные 12,2%, объем переработки нефти (с учетом процессинга на привлеченных НПЗ) увеличился на 7,5%, объем розничной реализации нефтепродуктов возрос на 4,7%. Рост масштабов деятельности объясняется такими факторами, как органический рост на основе имеющихся активов и приобретение новых высокоэффективных активов.

Однако основным фактором роста финансовых результатов в прошедшем году стало повышение эффективности деятельности Компании во всех бизнес-сегментах. Были

продолжены внутренняя реструктуризация Группы и вывод непрофильных активов, закрытие малодебитных скважин и оптимизация систем разработки месторождений, модернизация НПЗ и оптимизация логистики. В течение 2006 года Компания продолжала соблюдать жесткую финансовую дисциплину, контролировать расходы и капитальные затраты. Все это привело в том числе к росту кредитного рейтинга ОАО «ЛУКОЙЛ», который впервые за всю историю Компании достиг инвестиционного уровня. Рост кредитного рейтинга способствовал снижению стоимости заемного капитала для Компании и росту ее акционерной стоимости. Следует отметить также, что мероприятия по повышению эффективности, реализованные в прошедшем году, должны обеспечить существенный положительный результат в ближайшем будущем.

Мы с радостью констатируем, что Компания продолжает стабильно повышать выплаты своим акционерам. Рекомендованные дивиденды по итогам 2006 года достигли 38 руб. (1,47 долл.) на акцию, что обеспечит почти 1,81-процентную дивидендную доходность и составит 16,8% от чистой прибыли. Совокупный доход акционеров в отчетном году составил 50,1%. Кроме того, Компания объявила о начале программы выкупа собственных акций на сумму более 3 млрд долл., что также повысит доходы наших акционеров. В 2006 году на выкуп собственных акций Компания потратила 782 млн долл.

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

В 2006 году добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» выросла на 5,8% и составила 1 926 тыс. барр./сут (95,235 млн т), добыча товарного газа увеличилась на 141,6% и достигла 219 тыс. барр. н. э./сут (13,612 млрд м³). Среднесуточная добыча товарных углеводородов выросла до 2 145 тыс. барр. н. э./сут. Прирост добычи товарных углеводородов в 2006 году стал рекордным за всю историю Компании и составил 234 тыс. барр. н. э./сут.

В отчетном году ЛУКОЙЛ наращивал ресурсный потенциал за счет геологоразведки и приобретения новых активов. Крупнейшим приобретением отчетного года стали добывающие активы американской компании Marathon Oil Corporation в Ханты-Мансийском автономном округе.

Седьмой год подряд Компания полностью восполняет добычу углеводородов приростом доказанных запасов.

ЛУКОЙЛ продолжил ускоренное введение в разработку новых запасов. Добыча началась на 11 месторождениях почти во всех регионах деятельности Компании. Продолжалась работа и по подготовке к разработке крупных перспективных месторождений на Северном Каспии, в Тимано-Печоре, Большехетской впадине, Узбекистане. Такие месторождения, как Южно-Хыльчужское, Пякяхинское, Южно-Мессояхское, им. В.Филановского, а также проект Кандым – Хаузак – Шады станут основой роста добычи Компании и ее стоимости в среднесрочной перспективе.

В 2006 году ЛУКОЙЛ добился значительных успехов в реализации газовой программы, ориентированной на ускоренный рост добычи газа и коммерциализацию его запасов. За отчетный год доля газа в общем объеме добычи товарных углеводородов увеличилась более чем в два раза – с 4,8 до 10,2% при стратегическом ориентире в 33%. Такой значительный рост был достигнут за счет того, что добыча на Находкинском месторождении в Большехетской впадине практически вышла на проектный уровень. Введение в разработку запасов газа по проекту Кандым – Хаузак – Шады и оставшихся месторождений Большехетской впадины позволит в среднесрочной перспективе сохранить высокие темпы роста добычи газа.



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов

А в более отдаленной перспективе рост добычи газа должны обеспечить месторождения Северного Каспия. Мы рассматриваем развитие газового сектора как одну из основных предпосылок устойчивого роста Компании в долгосрочной перспективе.

В рамках стратегии географической диверсификации, направленной на снижение страновых рисков, ЛУКОЙЛ в отчетном году активно развивал международный сектор бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча». Компания добилась значительных успехов в реализации существующих проектов в Казахстане, Узбекистане, Саудовской Аравии, Колумбии. Доля международных проектов в общей добыче товарных углеводородов Компании увеличилась с 5,3 до 6,4%. Кроме этого, ЛУКОЙЛ активизировал деятельность в Африке, приобретя долю в СРП по разведке и добыче на шельфовом блоке Кот-д'Ивуара и подписав меморандумы о сотрудничестве с государственными нефтегазовыми компаниями Алжира и Анголы.

В бизнес-сегменте «Переработка и сбыт» усилия Компании были сконцентрированы на модернизации производства, поиске возможностей по наращиванию перерабатывающих мощностей и развитию сбытовой сети.

Объемы переработки нефти на собственных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» выросли на 3,4%, достигнув 48,9 млн т (несмотря на остановку Одесского НПЗ на реконструкцию во второй половине 2005 года). Этому способствовал высокий уровень маржи нефтепереработки в России и Европе. Дефицит перерабатывающих мощностей Компания компенсировала за счет переработки нефти на сторонних НПЗ, объемы которой в 2006 году увеличились на 75,2%, до 5,0 млн т.

В условиях быстрого роста объемов добычи ЛУКОЙЛ нуждается в дополнительных перерабатывающих мощностях. В соответствии с новой стратегией развития Компания в ближайшие десять лет планирует увеличить нефтеперерабатывающие мощности до 70% от объемов добычи. В этой связи в 2006 году мы занимались активным поиском возможностей по увеличению мощностей имеющихся заводов и приобретению и строительству новых.

В отчетном году ЛУКОЙЛ продолжал модернизацию своих российских и зарубежных НПЗ. Ее цель – увеличение выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью и улучшенными экологическими характеристиками. Крупнейшие проекты в этой области – модернизация Одесского и Нижегородского НПЗ. Завершение модерни-

зации заводов позволит Компании производить продукцию в соответствии с современными европейскими стандартами, а также снизить зависимость от высокой ценовой волатильности на международном рынке нефти.

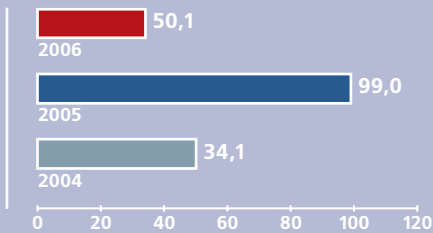
Промежуточным итогом модернизации в отчетном году стало начало производства и реализации в России автобензина, превосходящего по своим качествам требования российских стандартов и соответствующего требованиям европейского стандарта Евро-3. Бензин продается под маркой «ЭКТО» (экологическое топливо) и пользуется повышенным спросом у потребителей. С конца 2006 года под брендом «ЭКТО» реализуется и фирменное дизельное топливо.

В конце 2006 года Компания значительно расширила свою сбытовую сеть, что позволит ей в 2007 году увеличить реализацию собственной продукции конечному потребителю. Был подписан договор о приобретении сети из 376 высокоэффективных АЗС в шести странах Европы у компании ConocoPhillips. Была приобретена также доля в сети из 100 АЗС в Удмуртии. Кроме этого, ЛУКОЙЛ начал сбытовую деятельность в Македонии, где планируется построить около 40 АЗС в течение четырех лет. Мы не только расширяем сбытовую сеть, но и оптимизируем ее, стремясь повысить ее эффективность. Результатом этой работы стал рост объемов продаж через одну АЗС до 7,2 т/сут.

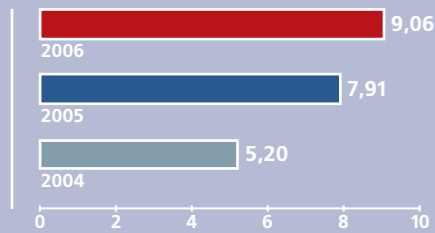
В 2006 году продолжилось развитие сотрудничества группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips. Американская компания увеличила свою долю в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» до 20% – максимально возможной доли в соответствии с Договором с акционером. В рамках стратегического партнерства успешно функционирует совместное предприятие ООО «Нарьянмарнефтегаз», которое занимается разработкой запасов углеводородов в перспективной Тимано-Печорской провинции на севере европейской части России. Объем добычи совместного предприятия в 2006 году составил 500 тыс. т нефти (около 10 тыс. барр./сут).

Объективно оценивая то, что любое производство оказывает воздействие на экологию, Компания принимает практические меры к снижению и предотвращению возможных негативных последствий своей деятельности для человека и окружающей среды. Мы стремимся обеспечить полную безопасность наших производственных мощностей путем их ежегодной проверки и сертификации в соответствии с международными стандартами. Более того, мы полностью признаем свою

Совокупный доход акционера, %



Базовая прибыль на одну акцию, долл.



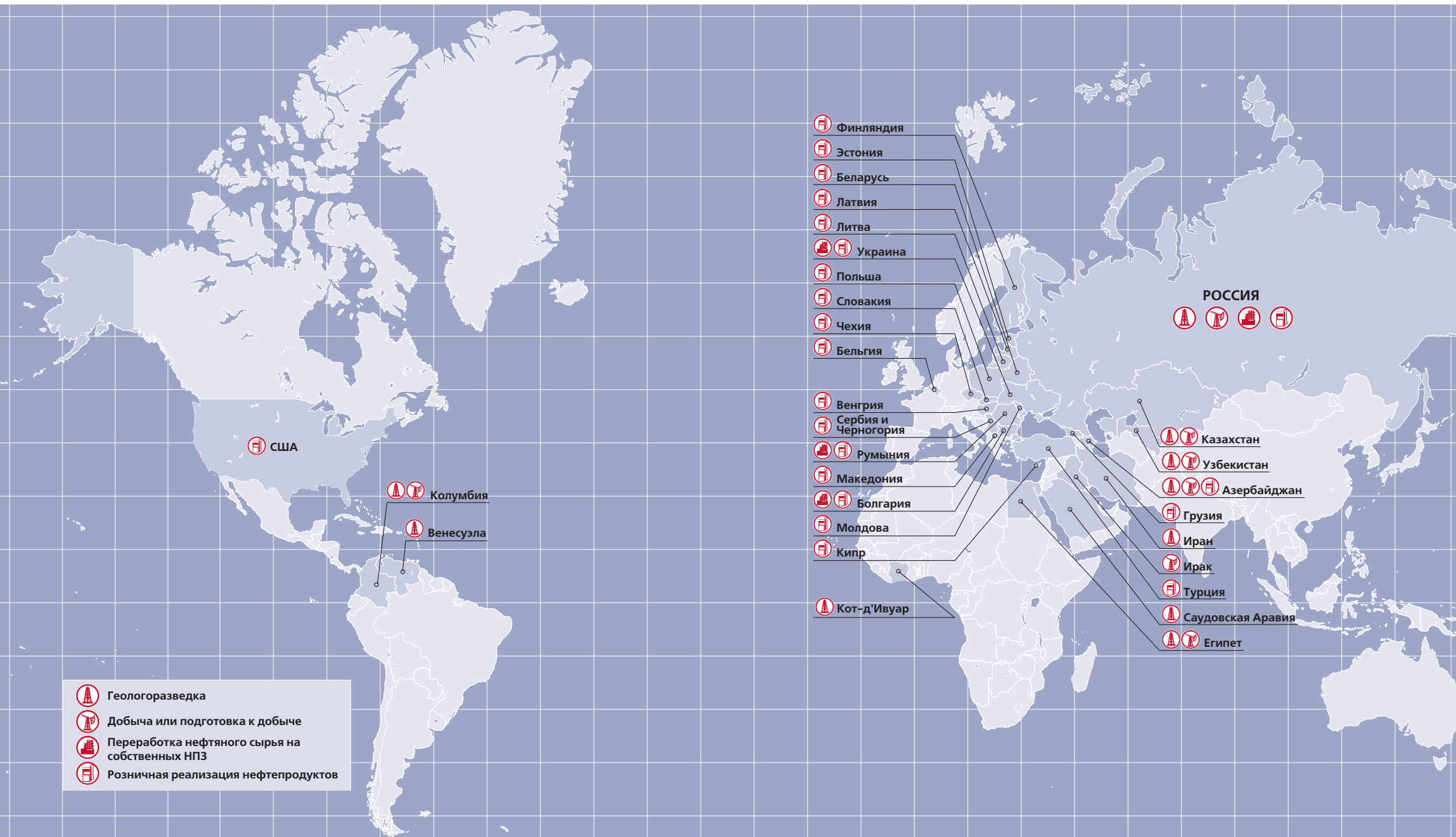
ответственность перед обществом за рациональное использование природных ресурсов и поэтому применяем только самые современные и эффективные технологии во всех сферах деятельности.





Мы убеждены, что необходимо применять социально ориентированный подход к бизнесу, так как иначе невозможно устойчивое развитие Компании. Поэтому безоговорочным приоритетом для нас является охрана здоровья и жизни наших сотрудников и жителей регионов деятельности Компании. Мы также понимаем, что успехи 2006 года – это прежде всего заслуга наших работников. Компания ценит вклад каждого работника и осознает, что люди – это основа потенциала ее развития. Вот почему мы уделяем большое внимание вопросам реализации социальной политики, повышению квалификации и мотивации персонала.

На протяжении пятнадцати лет своей деятельности группа «ЛУКОЙЛ» активно работала над созданием высокоэффективного бизнеса. Практически с чистого листа Компания сумела многократно повысить свою акционерную стоимость, создать эффективную систему корпоративного управления, значительно расширить ресурсную базу, увеличить добычу углеводородов, развить сектор нефтепереработки и сбыта. Мы гордимся достижениями Компании, но понимаем, что нам предстоит еще многое сделать для достижения поставленных перед Компанией амбициозных целей. Вместе с тем мы уверены, что ЛУКОЙЛ успешно справится с будущими задачами и трудностями благодаря своим конкурентным преимуществам – высококачественным активам, эффективным технологиям, талантливым работникам и вашей поддержке.

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

Президент
ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов



-  Геологоразведка
-  Добыча или подготовка к добыче
-  Переработка нефтяного сырья на собственных НПЗ
-  Розничная реализация нефтепродуктов

-  Финляндия
-  Эстония
-  Беларусь
-  Латвия
-  Литва
-   Украина
-  Польша
-  Словакия
-  Чехия
-  Бельгия
-  Венгрия
-   Сербия и Черногория
-   Румыния
-  Македония
-   Болгария
-  Молдова
-  Кипр
-  Кот-д'Ивуар
- РОССИЯ**
-    
-   Казахстан
-   Узбекистан
-     Азербайджан
-  Грузия
-  Иран
-  Ирак
-  Турция
-  Саудовская Аравия
-  Египет

| | 2006 | 2005 | Прирост, % |
|---|--------|--------|------------|
| Основные финансовые показатели | | | |
| Выручка от реализации, млн долл. | 67 684 | 55 774 | 21,4 |
| Прибыль от основной деятельности, млн долл. | 10 477 | 9 388 | 11,6 |
| ЕВITDA, млн долл. | 12 299 | 10 404 | 18,2 |
| Прибыль до налога на прибыль, млн долл. | 10 257 | 8 910 | 15,1 |
| Чистая прибыль, млн долл. | 7 484 | 6 443 | 16,2 |
| Базовая прибыль на акцию, долл. | 9,06 | 7,91 | 14,5 |
| ROACE, % | 21,5 | 23,3 | |
| Капитальные затраты, млн долл. | 6 886 | 4 177 | 64,9 |
| Инвестиции (приобретение дочерних компаний и миноритарных долей), млн долл. | 1 688 | 2 874 | (41,3) |
| Цена акции на конец года, долл. | 87,95 | 59,40 | 48,1 |
| Дивиденд на акцию, руб. | 38 | 33 | 15,2 |

Основные производственные показатели

| | | | |
|--|--------|--------|-------|
| Запасы нефти, млн барр. | 15 927 | 16 114 | (1,2) |
| Запасы газа, млрд фут ³ | 26 597 | 25 298 | 5,1 |
| Запасы углеводородов, млн барр. н. э. | 20 360 | 20 330 | 0,1 |
| Добыча нефти, млн барр. | 703,1 | 664,3 | 5,8 |
| Добыча товарного природного газа, млн м ³ | 9 821 | 1 878 | 423,0 |
| Добыча товарного нефтяного газа, млн м ³ | 3 791 | 3 757 | 0,9 |
| Добыча товарных углеводородов, тыс. барр. н. э./сут | 2 145 | 1 911 | 12,2 |
| Переработка нефти на собственных НПЗ, млн т | 48,88 | 47,28 | 3,4 |
| Переработка нефти на привлеченных НПЗ, млн т | 4,99 | 2,85 | 75,1 |
| Переработка газа, млн м ³ | 2 647 | 2 383 | 11,1 |
| Выпуск нефтехимической продукции, млн т | 2,04 | 2,18 | (6,4) |
| Экспорт нефти, млн т | 44,13 | 45,82 | (3,7) |
| Экспорт нефтепродуктов, млн т | 20,5 | 16,6 | 23,5 |
| Реализация нефти, млн т | 42,84 | 46,59 | (8,0) |
| Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т | 72,71 | 65,97 | 10,2 |
| Розничная реализации нефтепродуктов, млн т | 11,17 | 10,67 | 4,7 |
| Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые) | 5 793 | 5 830 | (0,6) |
| Количество работников, тыс. | 148,6 | 145,4 | 2,2 |

События 2006 года

Январь

ЛУКОЙЛ начал разведочное бурение на контрактной территории Блока А (Саудовская Аравия). Целью проводимых работ является поиск газоконденсатных месторождений и, в случае коммерческого открытия углеводородов, организация добычи газа и газового конденсата. Первая разведочная скважина находится в купольной части структуры Тухман. Проектная глубина скважины составляет 4 800 м.

ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило «Программу промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на 2006–2010 годы». Общий объем планируемого финансирования Программы составит 26,7 млрд руб. (около 1 млрд долл.). На предыдущую Программу 2001–2005 годов было затрачено 28,2 млрд руб. (около 950 млн долл.).

ЛУКОЙЛ начал бурение второй разведочной скважины на морском блоке Северо-Восточный Гейсум в Суэцком заливе Красного моря (Египет). Работы проводятся на глубине 20 м. Проектная глубина скважины составляет 1 574 м. Первая разведочная скважина на Северо-Восточном Гейсуме была пробурена в конце 2004 года и показала наличие углеводородов.

ЛУКОЙЛ утвердил Программу НИОКР на 2006 год в объеме около 25 млн долл. Экономический эффект от использования результатов НИОКР в 2005 году оценивается в 50–60 млн долл.

Февраль

С целью оптимизации структуры управления дочерними обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» и зарубежными проектами Компании решено передать 100% уставного капитала ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» из группы «ЛУКОЙЛ Оверсиз

Холдинг» в собственность ОАО «ЛУКОЙЛ». Решено также передать 54% акций компании «ЛУКАРКО Б.В.», напрямую принадлежащих ОАО «ЛУКОЙЛ», в группу «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг».

ЛУКОЙЛ начал производство бензина, соответствующего требованиям европейского стандарта Евро-3, на Нижегородском НПЗ. Объем производства такого бензина будет достигать 50% от общей выработки автомобильных бензинов на НПЗ. Это стало возможным благодаря пуску в эксплуатацию установки изомеризации проектной мощностью 440 тыс. т/год.

ЛУКОЙЛ и Национальная иранская нефтяная компания подписали контракт по иранским нефтегазовым блокам Моган и Лали на проведение совместных геолого-геофизических работ. В ходе совместной работы будут проведены переобработка и интерпретация данных бурения, каротажа, сейсмической, гравитационной и магнитометрической разведки, а также геохимические исследования горных пород.

Март

ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило подсчет и независимый аудит запасов углеводородов по состоянию на 1 января 2006 года. Согласно данным, подтвержденным компанией Miller and Lents (США), доказанные запасы Компании на 1 января 2006 года составили 20,330 млрд барр. н. э., в том числе 16,114 млрд барр. нефти и 25,298 трлн фут³ газа. По объемам доказанных запасов углеводородов Компания продолжает занимать лидирующие позиции в мире – первое место среди российских нефтяных компаний и второе место среди крупнейших частных нефтегазовых компаний мира. Шестой год подряд Компания полностью компенсирует добычу углеводородов приростом запасов.



Разведочное бурение на Блоке А в Саудовской Аравии



Установка изомеризации на Нижегородском НПЗ

Апрель

Международное рейтинговое агентство Fitch Ratings впервые присвоило ОАО «ЛУКОЙЛ» кредитный рейтинг. Компании был присвоен рейтинг инвестиционного уровня «BBB-» по обязательствам в иностранной и национальной валютах, а также краткосрочный рейтинг на уровне «F3».

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Нафтан» создали на паритетной основе совместное предприятие ООО «ЛЛК-Нафтан» для производства и реализации современных экономически эффективных присадок для масел, выпускаемых под маркой «ЛУКОЙЛ», а также для проведения научно-исследовательских работ в этой области. Группа «ЛУКОЙЛ» внесла в уставный фонд Общества денежные средства в размере 11,46 млн долл., а ОАО «Нафтан» – производственные мощности. Совместное предприятие обеспечит до 80% потребностей группы «ЛУКОЙЛ» в присадках.

ЛУКОЙЛ приступил к продаже в России новых автомобильных бензинов под брендом «ЭКТО» (экологическое топливо). Новые бензины с улучшенными эксплуатационными и экологическими характеристиками по своим свойствам соответствуют стандартам Евро-3 и превышают требования российского законодательства.

Май

Американский журнал Global Finance назвал ЛУКОЙЛ лучшей нефтегазовой компанией России. Участники опроса, проведенного журналом, оценивали российские компании по таким критериям, как стандарты корпоративного управления, прозрачность финансовой отчетности, качество приобретаемых активов, экологическая ответственность.

Июнь

ЛУКОЙЛ приобрел 41,81% акций ОАО «Удмуртнефтепродукт», контролирующего более 60% рынка нефтепродуктов Удмуртской Республики (компания принадлежит сеть из 100 АЗС и 9 нефтебаз). Сумма сделки составила 25 млн долл.

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены Отчет о деятельности Компании в 2005 году и бухгалтерская отчетность по результатам финансового года. Акционеры утвердили выплату дивидендов по итогам работы Компании за 2005 год в размере 33 руб. на одну обыкновенную акцию (28 руб. по итогам 2004 года). Президентом Компании на пятилетний срок был избран Вагит Юсуфович Алекперов.

Международное рейтинговое агентство Moody's Investors Service повысило сразу на две ступени корпоративный кредитный рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» – с уровня «Ba1» до

«Baa2» (второй ступени инвестиционного рейтинга). Агентство Moody's Investors Service также повысило рейтинг необеспеченных обязательств эмитента до уровня «Baa2» с ранее установленного уровня «Ba2».

ЛУКОЙЛ приобрел 100-процентную долю в уставном капитале компании «Ханты-Мансийск Ойл Корпорейшн» у компании Marathon Oil Corporation. Сумма сделки составила 847 млн долл., включая погашение долга компании в сумме 249 млн долл. (Стоимость сделки может быть скорректирована на величину изменений рабочего капитала и ряда других показателей в соответствии с соглашением о приобретении.) «Ханты-Мансийск Ойл Корпорейшн» владеет приблизительно 95%-ми акций ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология», а также 100%-ми акций ОАО «Пайтых ойл» и ОАО «Назымгеодобыча». Указанные общества осуществляют свою деятельность на девяти лицензионных участках по обоим берегам реки Обь в Ханты-Мансийском автономном округе (Россия).

ОАО «ЛУКОЙЛ» и норвежская компания Hydro получили эксклюзивное право на переговоры по дальнейшей разработке месторождения Азар (блок Анаран в западной части Ирана). Декларация о коммерциализации месторождения была подписана Национальной иранской нефтяной компанией после завершения оценки его запасов. (Геологические запасы месторождения оцениваются в 2 млрд барр. нефти.)

ЛУКОЙЛ и PDVSA завершили первую фазу совместных исследовательских работ по количественной оценке запасов углеводородов блока Хунин-3, расположенного в поясе тяжелой нефти реки Ориноко (Венесуэла). В итоге была комплексно обоснована безусловная перспективность Хунин-3 как одного из ключевых блоков обширной нефтеносной провинции на востоке Венесуэлы.

В рамках реализации проекта Кандым – Хаузак – Шады ЛУКОЙЛ приступил к эксплуатационному бурению на контрактном участке Хаузак Денгизкульского газового месторождения (юго-запад Республики Узбекистан). Всего на данном участке будет пробурено 37 новых эксплуатационных скважин. Промышленная добыча природного газа должна начаться в 4 кв. 2007 года. Максимальный уровень годовой добычи по проекту составит более 10 млрд м³ газа.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «РЖД» подписали договор о развитии железнодорожной инфраструктуры на подходах к терминалу Компании в Высоцке. Реализация данного договора позволит увеличить объемы поставок через терминал до 9 млн т/год. Начата также разработка проекта по дальнейшему развитию железнодорожной инфраструктуры с целью увеличения объемов транспортировки почти до 15 млн т/год.



Подписание договора между ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «РЖД»



Первая АЗС группы «ЛУКОЙЛ» в Македонии

Июль

Международное рейтинговое агентство Standard & Poor's повысило долгосрочный кредитный рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» с уровня «BB» до «BB+» – верхней ступени спекулятивного уровня. Прогноз по рейтингу – «позитивный». Одновременно рейтинг по российской шкале был повышен с «ruAA» до «ruAA+».

ООО «ИнфоТЭК-Консалт», одна из ведущих российских консалтинговых компаний в нефтегазовом комплексе, объявила ЛУКОЙЛ лидером розничного рынка России среди нефтяных компаний по итогам 2005 года.

ЛУКОЙЛ приобрел у нигерийской компании Oranto Petroleum International Ltd. 63-процентную долю участия в СРП по геологоразведке, разработке и добыче углеводородов на сверхглубоководном блоке CI-205 в Республике Кот-д'Ивуар. Сумма сделки составила 50 млн долл. Площадь блока – 2,6 тыс. км². Он находится вблизи недавно открытого нефтяного месторождения Ваобаб, крупнейшего в Республике Кот-д'Ивуар. Проект реализуется совместно с Национальной нефтегазовой компанией PETROCI Holding.

Август

ОАО «ЛУКОЙЛ» и алжирская государственная нефтяная компания Sonatrach подписали меморандум о взаимопонимании. Меморандум предусматривает сотрудничество сторон при реализации проектов в Алжире, России и третьих странах в области поиска, разведки и добычи углеводородов, переработки и сбыта продукции, а также обмена опытом.

ЛУКОЙЛ выполнил в полном объеме обязательства по технической части программы гуманитарной помощи Министерству нефти Ирака. Она реализуется в соответствии с меморандумом, подписанным в марте 2004 года в Багдаде министром нефти Ирака и Президентом ОАО «ЛУКОЙЛ».

ОАО «ЛУКОЙЛ» и словенская компания «Петрол» заключили рамочное соглашение о создании совместного предприятия для реализации нефтепродуктов на территории Балканских стран. Петрол внесет в уставный капитал СП акции четырех компаний, владеющих АЗС в Словении, Хорватии, Боснии и Сербии. ЛУКОЙЛ внесет акции дочерних обществ – «ЛУКОЙЛ-Беопетрол» (Сербия) и «ЛУКОЙЛ-Македония». Компании «Петрол» будет принадлежать 51% участия в новом СП, компании «ЛУКОЙЛ» – 49%. Управление СП будет осуществляться на паритетной основе.

Правительство Республики Узбекистан и Консорциум инвесторов, одним из членов которого является ЛУКОЙЛ (доля – 20%), подписали Соглашение о разделе продукции по проведению геолого-разведочных работ с последующей разработкой вновь открытых месторождений углеводородов в узбекской части Аральского моря.

Сентябрь

ЛУКОЙЛ занял 6-е место среди европейских и 15-е – среди мировых компаний в рейтинге Американского энергетического агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира 2006 года». Компании оценивались по четырем основным показателям – величине активов, выручке, прибыли и доходности на вложенный капитал. В аналогичном рейтинге Platts 2005 года ЛУКОЙЛ занимал соответственно 9-е и 16-е места.

ЛУКОЙЛ открыл свою первую АЗС в г. Скопье (Республика Македония). Компания планирует в течение ближайших четырех лет открыть в Македонии 40 АЗС.

Мэр Москвы Юрий Лужков в соответствии с Постановлением Правительства Москвы «Об Экспертном совете по внедрению моторного топлива, присадок и масел с улучшенными экологическими характеристиками» вручил ОАО «ЛУКОЙЛ» «Экологический знак для автозаправочных станций города Москвы». Наличие такого знака является



Вручение ОАО «ЛУКОЙЛ» «Экознака» мэром Москвы Ю.М. Лужковым



Разведочное бурение по проекту Кондор в Колумбии

дополнительным свидетельством соответствия моторного топлива и оборудования АЗС современным экологическим требованиям.

ЛУКОЙЛ завершил строительство третьей очереди распределительно-перевалочного комплекса в Высоцке. Первая очередь терминала была введена в эксплуатацию в июне 2004 года, вторая – в апреле 2005 года. Проектная мощность терминала составляет почти 15 млн т/год нефтепродуктов.

Акционеры компании Chaparral Resources на внеочередном общем собрании большинством голосов проголосовали за слияние с группой «ЛУКОЙЛ». Chaparral Resources принадлежит 60-процентная доля в ЗАО «КаракудукМунай», которое владеет лицензией на разработку месторождения Каракудук в Казахстане. Группа «ЛУКОЙЛ» приобрела 40-процентную долю в ЗАО «КаракудукМунай» и 60-процентную долю в Chaparral Resources в конце 2005 года в составе активов компании Nelson Resources.

Октябрь

ЛУКОЙЛ и нефтегазовая компания Анголы Sonangol подписали меморандум о взаимопонимании. Данный документ дает возможность компании «ЛУКОЙЛ» участвовать в геолого-разведочных проектах на шельфе Анголы.

ЛУКОЙЛ завершил реконструкцию Локосовского газоперерабатывающего комплекса. В результате его производственные мощности увеличились с 1,0 до 1,9 млрд м³/год попутного газа. Таким образом, было завершено создание полноценной системы переработки попутного нефтяного газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

По решению Арбитражного института Торговой палаты Стокгольма ЛУКОЙЛ получил преимущественное право на

приобретение 50-процентной доли в ЗАО «Тургай Петролеум» – совместном предприятии группы «ЛУКОЙЛ» и PetroKazakhstan, занимающемся разработкой крупного нефтяного месторождения Кумколь в Казахстане.

На Волгоградском НПЗ введена в эксплуатацию установка каталитического риформинга мощностью 1,0 млн т/год. Она заменила старую установку мощностью 0,7 млн т/год. Пуск установки в эксплуатацию позволяет увеличить выпуск автомобильных бензинов более чем на 30% (за счет снижения выпуска прямогонного бензина), а также долю высокооктановых автомобильных бензинов с 60 до 83%.

На Пермском НПЗ открыт автоматизированный терминал, являющийся первой очередью комплекса по производству, затариванию, хранению и отгрузке масел. Терминал включает в себя склад-накопитель на 3 тыс. т фасованных масел, оборудованный системой электронного учета движения продукции.

Деловому сообществу были представлены основные принципы стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2007–2016 годы, в соответствии с которыми предполагается вхождение Компании в число крупнейших глобальных энергетических компаний. Главная цель – ускорение темпов роста и максимизация акционерной стоимости.

Ноябрь

ЛУКОЙЛ занял первое место среди российских нефтяных компаний в «Рейтинге корпоративной ответственности», составленном Институтом социальной и этической отчетности (AccountAbility, Великобритания), британской консалтинговой группой CSRnetwork и международным проектным бюро «Деловая культура» (Россия) при поддержке международной аудиторской компании PricewaterhouseCoopers. Рейтинг оценивает ряд пара-

метров, отражающих уровень понимания компанией своей социальной ответственности и баланс стратегии развития бизнеса и интересов общества.

Подписано соглашение с компаниями «КазМунайГаз» и Repsol Exploracion Kazakhstan о передаче группе «ЛУКОЙЛ» 25% в ТОО «Жамбай». ТОО «Жамбай» является подрядчиком СРП по офшорным участкам Жамбай Южный и Южное Забурунье общей площадью более 2 тыс. км², расположенным в казахстанском секторе Каспийского моря. По результатам сейсморазведки 2D на участках выявлены 3 перспективные структуры.

На Ухтинском НПЗ введена в эксплуатацию станция автоналива нефтепродуктов. Новый автоматизированный комплекс позволяет обеспечивать высокую производительность налива нефтепродуктов в автоцистерны, точный контроль и регистрацию отгруженных нефтепродуктов, сокращение выбросов в окружающую среду.

ЛУКОЙЛ утвердил Программу развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг на российских АЗС Компании до 2014 года. Программа предусматривает, что к 2014 году товарооборот нетопливных товаров и услуг возрастет почти в 5 раз, а их доля в операционной прибыли АЗС Компании составит около 20%.

В связи с окончанием опционной программы в Компании была утверждена новая программа стимулирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ. Программа распространяется на руководящих работников Группы, а по решению Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» – на других ключевых сотрудников. По сравнению с предыдущей программой количество участников увеличилось более чем в пять раз, до 600 человек. Среди участников новой программы распределяются условно закрепляемые акции ОАО «ЛУКОЙЛ» в количестве 15,5 млн штук. Они ежегодно будут получать условные дивиденды, а по истечении трехлетнего периода им будет выплачен прирост стоимости условно закрепленных за ними акций.

Группа «ЛУКОЙЛ» подписала соглашение с Mittal Investments о продаже 50-процентной доли в компании Caspian Investments Resources, на 100% принадлежащей группе «ЛУКОЙЛ» (бывшая Nelson Resources). Стоимость сделки составляет 980 млн долл. Кроме того, Mittal Investments примет на себя обязательства по выплате 50% непогашенного долга Caspian Investments Resources компаниям Группы (на момент закрытия сделки эта величина составила около 175 млн долл.).

Декабрь

ЛУКОЙЛ продал группе компаний БКЕ 100% акций компаний LUKOIL Shelf Ltd. и LUKOIL Overseas Orient Ltd., которые являются владельцами и операторами самоподъемной плавучей буровой установки «Астра». Цена сделки составила около 40 млн долл.

ЛУКОЙЛ подписал договор о приобретении розничного бизнеса ConocoPhillips, включающего 376 автозаправочных станций в Бельгии, Финляндии, Чехии, Венгрии, Польше и Словакии. Приобретаемые АЗС являются высокоэффективными: среднесуточная реализация топлива на них составляет 9,9 т/сут, что на 40% больше, чем в среднем по Группе.

В ОАО «ЛУКОЙЛ» прошел третий надзорный аудит систем управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды Компании на соответствие требованиям стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:1999. Сертифицирующая организация Bureau Veritas Certification подтвердила получение свидетельств о том, что системы поддерживаются в рабочем состоянии, результативны и соответствуют критериям аудита.

На ММВБ состоялось размещение двух выпусков неконвертируемых документарных процентных облигаций ОАО «ЛУКОЙЛ» на предъявителя серий 03 и 04 на общую сумму 14 млрд руб. (около 530 млн долл.). Ставка купона облигаций серии 03 сроком обращения 5 лет определена в размере 7,1% годовых. Ставка купона облигаций серии 04 сроком обращения 7 лет составила 7,4% годовых. ЛУКОЙЛ стал первой российской негосударственной компанией, которая успешно разместила облигации с непрерывным сроком обращения 7 лет.

Начато бурение первой стратиграфической скважины на блоке Хунин-3 в Венесуэле. Это ознаменовало начало второй фазы программы по оценке и сертификации запасов блока.

Консорциум по разработке газоконденсатного месторождения Шах-Дениз, одним из членов которого является ЛУКОЙЛ, приступил к промышленной добыче углеводородов из первой эксплуатационной скважины. В 2007 году на месторождении Шах-Дениз планируется добыть около 5 млрд м³ газа и 1,5 млн т конденсата.



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 6%

Улучшение производственных показателей и снижение расходов на добычу за счет применения современных технологий, оптимизации скважинного парка и систем разработки месторождений

Применение финансовых критериев для оценки проектов и результатов деятельности, а также для оптимизации портфеля активов

В 2006 году в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» группы «ЛУКОЙЛ» были достигнуты рекордные операционные и финансовые результаты. Это было связано как с благоприятной ценовой конъюнктурой, так и с успешной реализацией стратегии Компании, направленной на ускоренный рост добычи углеводородов, и прежде всего газа. На результатах деятельности Компании также благоприятно сказалось продолжение ее реструктуризации и повышение эффективности производства – вывод непрофильных активов, оптимизация использования фонда скважин, применение современных технологий, оптимизация корпоративной структуры и логистики, приобретение новых активов. Негативное воздействие на результаты оказали рост налоговой нагрузки в России и реальное укрепление рубля, которое привело к росту затрат на добычу углеводородов.

Добыча товарных углеводородов выросла в 2006 году на 12,2%, или до 2,145 млн барр. н. э./сут, при росте добычи нефти на 5,8%, а товарного газа – на 141,6%. Рост добычи газа стал главным достижением Компании в 2006 году. Чистая прибыль в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составила 3 578 млн долл., что на 6,4% больше по сравнению с 2005 годом. Капитальные затраты составили 5 120 млн долл. Достигнутые результаты свидетельствуют о том, что Компания продолжает успешно развиваться в соответствии с поставленными стратегическими и тактическими задачами.

Ценовая конъюнктура и налоговое окружение

Прирост выручки Компании, полученной от роста цены на нефть, нивелировался ростом налоговой нагрузки. Это связано с особенностями налогообложения в России, где сосредоточено 93,6% добычи товарных углеводородов Компании.

Средняя цена на нефть сорта Юралс (российская экспортная смесь) в 2006 году на 21,1% превысила уровень 2005

года. При этом рост средней ставки российского налога на добычу нефти составил 25,7%, а рост экспортной пошлины на нефть – 50,8%. В результате при среднем уровне цены на нефть сорта Юралс, равном 61,3 долл./барр., налог на добычу нефти и экспортная пошлина в сумме составляли 38,3 долл./барр. Таким образом, чистая выручка российского экспортера нефти составила 23,0 долл./барр., что на 3% меньше уровня 2005 года.

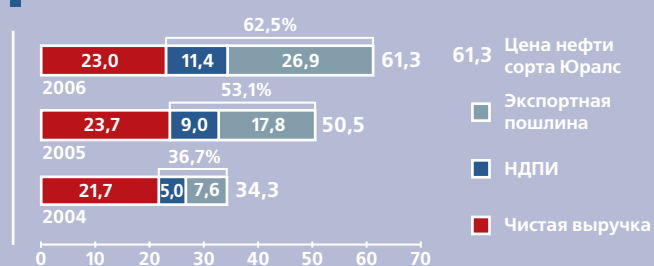
В 2006 году Компания значительно увеличила добычу природного газа на территории России. В связи с этим возросли и выплаты налога на добычу природного газа. Ставка налога в 2006 году составляла 147 руб./1 000 м³, что на 8,9% больше по сравнению с 2005 годом. Умеренный рост налогообложения в газовом секторе коррелирует с ростом регулируемых государством внутренних цен на газ. В 2006 году Компания продавала газ с Находкинского месторождения, на которое приходится почти 94% добычи природного газа на территории России, ОАО «Газпром» в соответствии с договором по 22,5 долл./1 000 м³ (без НДС), а другим компаниям – по более высокой цене.

По международным проектам ЛУКОЙЛ уплачивает налоги в соответствии с СРП и Концессионными соглашениями. В Египте Компания уплачивает (из значимых налогов) только налог на прибыль 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.

Таким образом, рост прибыли бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» связан прежде всего с увеличением объемов добычи и повышением ее эффективности.

С 1 января 2007 года вступил в силу закон о дифференциации НДС. Для Компании это означает введение нулевой ставки НДС для месторождений сверхвязкой нефти, а также использование понижающего коэффициента для месторождений со степенью выработанности более 80%. Однако последняя льгота будет использоваться только после наработки практики ее применения.

Структура выручки российского экспортера нефти, долл./барр.



Инфляция и валютный курс

Так как группа «ЛУКОЙЛ» добывает большую часть углеводородов на территории России, то реальное укрепление рубля к доллару США (с учетом рублевой инфляции) ведет к росту издержек Компании в долларовом выражении. Реальное укрепление рубля к доллару в 2006 году по сравнению с 2005 годом составило 14,3%. Результатом стал рост удельных расходов на добычу углеводородов на территории России с 2,60 до 3,01 долл./барр. н. э., или на 15,8%. При этом рост удельных расходов на добычу в реальном выражении составил лишь 1,3%, что 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 2002 по 2006 годы сократились более чем на 40%.

Удельные расходы на добычу в среднем по Группе выросли в 2006 году на 15,8%, или с 2,66 до 3,08 долл./барр. н. э. При этом их рост в реальном выражении составил 1,3%.

Приобретение и консолидация активов

В 2006 году Компания продолжала активно наращивать ресурсный потенциал и добывающие мощности путем приобретения высокоэффективных активов. Затраты на приобретение новых активов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» и консолидацию имеющихся обществ составили 1 560 млн долл.

Крупнейшим приобретением 2006 года стала покупка добывающих активов Marathon Oil Corporation в Ханты-Мансийском автономном округе. Данные активы включают около 95% акций ОАО «Хантымансийскнефтегаз-геология», а также 100% акций ОАО «Пайтых ойл» и ОАО «Назымгеодобыча». Сумма сделки составила 847 млн долл. (включая погашение долга компаний в

сумме 249 млн долл.). Стоимость приобретения одного барреля доказанных запасов составила 3,7 долл./барр., что ниже среднерыночного уровня. Приобретенные компании осуществляют свою деятельность на девяти лицензионных участках по обоим берегам реки Обь. Их добыча в 2006 году превысила 30 тыс. барр./сут нефти. Доказанные запасы компаний по состоянию на конец 2006 года составляли 219 млн барр. нефти. Разработка приобретенных месторождений в комплексе с расположенными рядом месторождениями ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» обеспечит эффект синергии, который оценивается более чем в 100 млн долл. ЛУКОЙЛ планирует к 2016 году увеличить добычу на приобретенных месторождениях до 4,4 млн т нефти (88 тыс. барр./сут). Районы текущей добычи приобретенных обществ сравнительно мало изучены и являются перспективными с точки зрения новых открытий.

В 2006 году группа «ЛУКОЙЛ» консолидировала оставшиеся 24% ЗАО «КаракудукМунай», владеющего лицензией на разработку месторождения Каракудук в Казахстане, путем поглощения компании Chaparral Resources. 76-процентная доля в ЗАО «КаракудукМунай» была приобретена в 2005 году в составе активов Nelson Resources. Добыча нефти на месторождении Каракудук составила в 2006 году более 700 тыс. т. Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2006 года составили 50 млн барр. нефти.

В 2006 году была ликвидирована совместная деятельность в Западной Сибири (учитывалась в отчетности Группы как зависимая организация), участниками которой были ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и компания «Бразос Петролеум Оверсиз Лимитед» – зависимое общество Группы. Лицензионные участки совместной деятельности были переданы ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Добыча совместной деятельности в 2006 году составила 770 тыс. т нефти, а ее запасы по состоянию на конец 2006 года – 47 млн барр.

Соотношение укрепления рубля к доллару и изменения удельных затрат группы «ЛУКОЙЛ» на добычу углеводородов в России



В ноябре 2006 года был подписан договор о реализации опциона на приобретение 25% в ТОО «Жамбай» – подрядчике СРП по офшорным участкам Жамбай Южный и Южное Забурунье общей площадью более 2 тыс. км². Участки расположены в мелководной и переходной зонах казахстанского сектора Каспийского моря. Ранее на этих участках была проведена детальная сейсморазведка 2D, по результатам которой выявлены три перспективные структуры. Проект будет реализовываться совместно с компаниями «КазМунайГаз» и Repsol.

В июле 2006 года было подписано соглашение о приобретении у нигерийской компании Oranto Petroleum International 63-процентной доли участия в СРП по геологоразведке, разработке и добыче углеводородов на морском блоке CI-205 площадью 2,6 тыс. км². Блок находится на глубоководном шельфе Гвинейского залива в 100 км от побережья Кот-д'Ивуара и геологически приурочен к бассейну Тано, где открыто крупнейшее в стране нефтяное месторождение Ваобаб. Ранее на блоке проведена сейсморазведка 2D и 3D. Следующий этап проекта – бурение разведочной скважины. Проект реализуется совместно с Национальной нефтегазовой компанией PETROCI Holding. В 2006 году были проведены переинтерпретация сейсмических данных 3D и анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации.

Крупные открытия

В 2006 году выдающиеся результаты принесло бурение второй разведочной скважины на месторождении им. В.Филановского на Северном Каспии (открыто в конце 2005 года). Запасы углеводородов месторождения по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» выросли в два раза, или до 1,5 млрд барр. н. э., из которых запасы нефти составляют 1,3 млрд барр. При этом часть запасов в размере около 320 млн барр. н. э. (в том числе 268 млн барр. нефти) была переведена в категорию доказанных. Это открытие позволило существенно улучшить экономику разработки запасов Северного Каспия. Максимальный уровень добычи на месторождении им. В.Филановского оценивается в 10 млн т/год нефти (210 тыс. барр./сут).

По колумбийскому проекту Кондор при испытании пробуренной скважины получен промышленный приток нефти дебитом более 1,2 тыс. барр./сут. Таким образом, было открыто месторождение с коммерческими запасами, которые будут уточнены после анализа полученной в результате бурения информации и бурения дополнительных скважин.

Оптимизация корпоративной структуры

В 2006 году ЛУКОЙЛ продолжил оптимизацию корпоративной структуры. Ее цель – повышение эффективности управления деятельностью обществ и сокращение административных расходов. Так, 100% уставного капитала ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» были переданы из компании «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг» (100-процентная дочерняя компания ОАО «ЛУКОЙЛ») в собственность ОАО «ЛУКОЙЛ». Это позволит компании «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг» сконцентрировать свою деятельность исключительно на международных проектах группы «ЛУКОЙЛ». При этом ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» будет управляться совместно с прочими добывающими проектами Группы в России.

С этой же целью было решено передать 54% акций компании «ЛУКАРКО Б.В.», напрямую принадлежащих ОАО «ЛУКОЙЛ», компании «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг». Компания «ЛУКАРКО Б.В.» владеет 5-процентной долей в проекте Тенгиз (в рамках которого разрабатывается одноименное месторождение в Казахстане), а также долей 12,5% в Каспийском трубопроводном консорциуме.

Кроме этого, акционерами ОАО «РИТЭК» (дочернее общество группы «ЛУКОЙЛ») было одобрено решение о реорганизации общества в форме присоединения к нему ОАО «Назымгеодобыча» (компания, приобретенная группой «ЛУКОЙЛ» в 2006 году в составе активов Marathon Oil Corporation). Эта операция обоснована тем, что владеющая необходимым опытом и технологиями компания «РИТЭК» сможет наиболее эффективно доработать шесть месторождений ОАО «Назымгеодобыча», расположенных на правом берегу реки Обь и отличающихся сложной геологией, и начать их интенсивную разработку.

В 2006 году была практически завершена консолидация активов и оптимизация корпоративной структуры в Тимано-Печоре. За пять лет активы более 15 компаний, ведущих деятельность в этом регионе, были объединены в три компании: ООО «Нарьянмарнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Север» и группа ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ОАО «ЯНТК», ЗАО «Север-ТЭК», ОАО «Битран»).

Вывод непрофильных и малоэффективных активов

В декабре 2006 группа «ЛУКОЙЛ» продала свои 100-процентные доли в компаниях LUKOIL Shelf Ltd. и LUKOIL Overseas Orient Ltd., которые являются владельцами и операторами самоподъемной плавучей буровой

установки «Астра». Сумма сделки составила около 40 млн долл.

В марте 2006 года группе компаний «Интегра» была продана 51-процентная доля ЗАО «Первая национальная буровая компания», которое специализируется на оказании услуг в области бурения и ремонта скважин. Сумма сделки составила около 17 млн долл.

Лицензирование

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

В 2006 году по результатам конкурса получена одна лицензия на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья. Еще шесть лицензий на добычу углеводородов получены на основании свидетельств о факте открытия месторождений. Кроме того, получены две лицензии на право геологического изучения недр. Получены 11 лицензий за счет приобретения новых активов, в том числе компаний «Хантымансийскнефтегаз-геология», «Пайтых ойл» и «Назымгеодобыча». Продлены на срок полной отработки месторождений 23 лицензии,

В мае 2006 года компании Urals Energy были проданы компании «Верхнеомринская нефть», «Войвожнефть» и «Нижнеомринская нефть», владеющие лицензиями на разработку Войвожского, Нижне-Омринского и Верхне-Омринского месторождений в Республике Коми. Сумма сделки составила около 1,5 млн долл.

еще четыре продлены до завершения работ по геологическому изучению участков недр. В связи с проводимой реструктуризацией и изменением корпоративной структуры Группы были переоформлены 16 лицензий.

В связи с окончанием срока действия сданы 11 лицензий на геологическое изучение участков недр. Кроме того, в рамках программы по продаже низкоэффективных активов были проданы общества, имевшие четыре лицензии.

По состоянию на конец 2006 года на балансе обществ группы «ЛУКОЙЛ» находились 403 лицензии на право пользования недрами, в том числе 362 с правом добычи и 41 на геологическое изучение, включающее поиск и оценку месторождений полезных ископаемых.

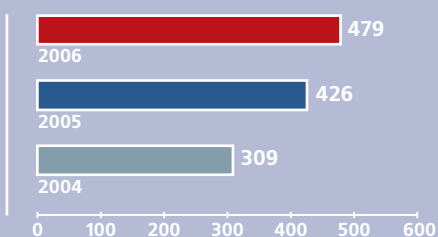
Геолого-разведочные работы

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 2006 году были сконцентрированы в Тимано-

Затраты на геологоразведку, млн долл.



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



Печорской нефтегазоносной провинции, Западной Сибири, Пермском крае, Волгоградской области, а также на акватории Каспийского моря.

В 2006 году для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах Компания выполнила 10 573 км сейсморазведочных работ 2D и 3 118 км² сейсморазведочных работ 3D. За последние годы выросли качество сейсморазведочных работ и быстрота обработки и интерпретации данных. Это связано в первую очередь с внедрением новейших информационных технологий. Так, например, благодаря высокому качеству сейсморазведки успешность разведочного бурения в российском секторе Каспийского моря составила 100%, а в среднем по Группе этот показатель за последние 5 лет превысил 70%.

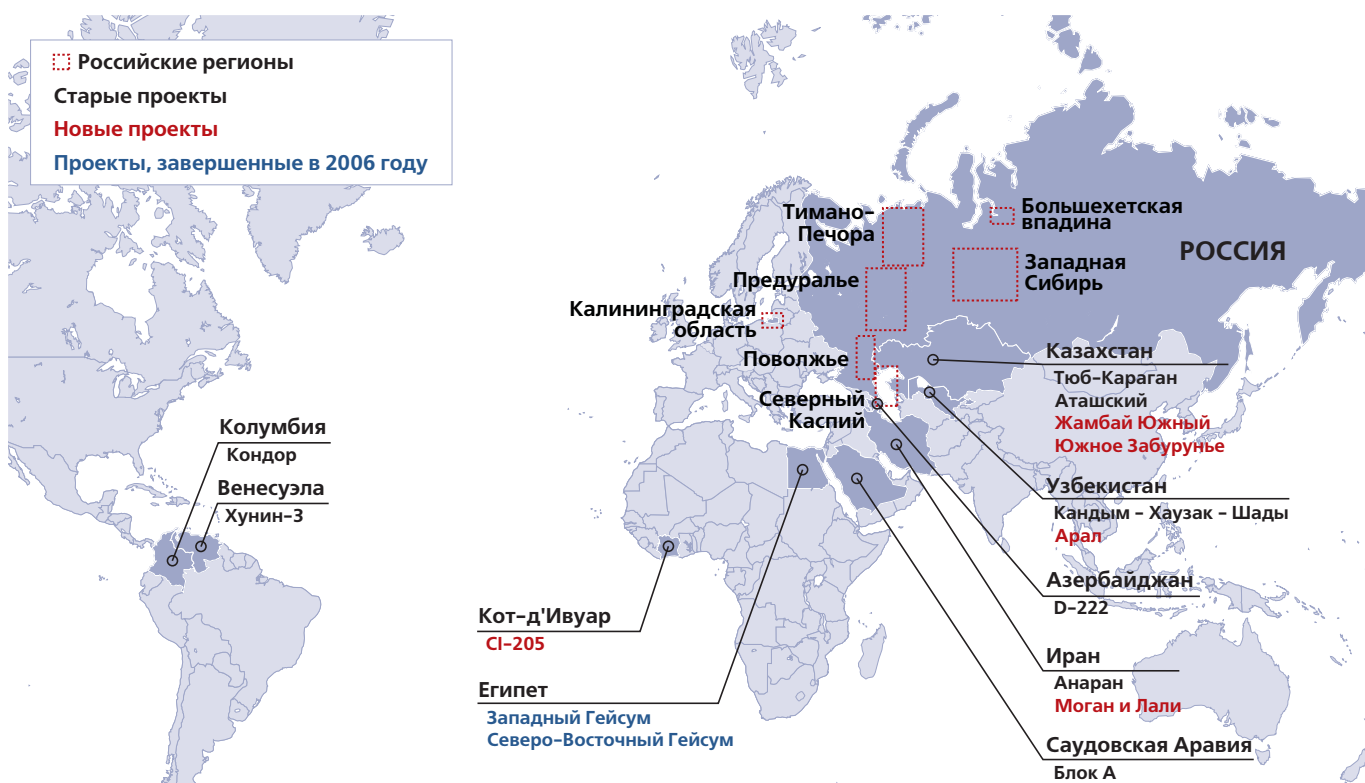
Объем электроразведки составил 4 030 км. Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 33 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2006 году составила 162 тыс. м, эффективность разведочных работ – 1 003 т у. т. на метр проходки в бурении. Это существенно выше показателя пятилетней давности, который составлял 385 т у. т. на метр проходки.

Основной прирост запасов жидких углеводородов в результате геолого-разведочных работ был получен на акватории Каспия, в Западной Сибири и Тимано-Печоре. Были также обнаружены запасы нефти по колумбийскому проекту Кондор и дополнительные запасы нефти по проекту Анаран в Иране.

В результате геолого-разведочных работ было открыто 10 новых месторождений. Из них одно газонефтяное – Ширяевское в Пермском крае и девять нефтяных: Польемское, Северо-Покамасовское, Западно-Новомостовское и Южно-Валовое в Западной Сибири, Верхнее Вольминское в Республике Коми, Степное и Немировское в Волгоградской области, Ольгинское в Ненецком автономном округе – все в России и Кондор в Колумбии. Еще были открыты 15 залежей нефти на ранее открытых месторождениях.

В 2006 году в результате геолого-разведочных работ группой «ЛУКОЙЛ» были открыты запасы углеводородов промышленных категорий в объеме 139,6 млн т у. т. по российской классификации (с учетом доли участия в международных проектах). При этом увеличение/открытие доказанных запасов по классификации SPE составило 617 млн барр. н. э. (551 млн барр. нефти и 399 млрд фут³ газа). Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2006 году составили 479 млн долл.

Основные регионы геолого-разведочных работ группы «ЛУКОЙЛ»



Россия

В 2006 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 139 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D – 9 240 км, объем сейсморазведочных работ 3D – 2 848 км². Затраты на геологоразведку составили 286 млн долл. Основные положительные результаты геолого-разведочных работ были получены на акватории Каспия, в Западной Сибири и Тимано-Печоре.

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 2006 году на акватории Каспия было сделано очередное крупное открытие: на месторождении им. В.Филановского была пробурена вторая разведочная скважина, которая подтвердила нефтеносность ранее открытой залежи, а также вскрыла новую нефтяную залежь. Дебит скважины составил 5 тыс. барр./сут нефти (для сравнения: средний дебит нефтяных скважин в России составляет 75 барр./сут).

Запасы месторождения им. В.Филановского были увеличены в два раза, или до 1,5 млрд барр. н. э. по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные». Причем запасы нефти составляют 86% от суммарных запасов. Таким образом, месторождение стало крупнейшим нефтяным открытием в России за последние двадцать лет. Это позволит существенно улучшить экономические параметры разработки запасов региона.

В регионе также продолжено выполнение сейсморазведочных работ и подготовка к бурению новых скважин. Так, на завершающем этапе находятся работы по

подготовке проекта бурения поисковой скважины на структуре Центральная. Продолжались сейсморазведочные работы и на Западно-Ракушечной структуре с целью подготовки ее к бурению.

Ханты-Мансийский автономный округ

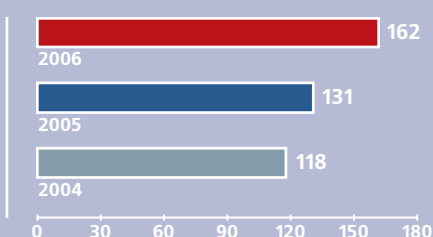
Ханты-Мансийский автономный округ (Западная Сибирь) является основным регионом нефтедобычи группой «ЛУКОЙЛ». Проведение здесь геолого-разведочных работ направлено прежде всего на воспроизводство сырьевой базы для обеспечения текущей добычи Группы в этом регионе.

В 2006 году объем сейсморазведочных работ 2D в регионе составил 3 066 км, сейсморазведочных работ 3D – 1 384 км², проходка в разведочном бурении составила 60,1 тыс. м. Пробурено 16 скважин, из которых 14 оказались продуктивными, то есть коэффициент успешности разведочного бурения составил 88%. На территории региона в 2006 году было открыто четыре нефтяных месторождения и 11 залежей на ранее открытых месторождениях. Доказанные запасы нефти Компании в Ханты-Мансийском автономном округе с учетом добычи увеличились на 445 млн барр., или на 5,2%.

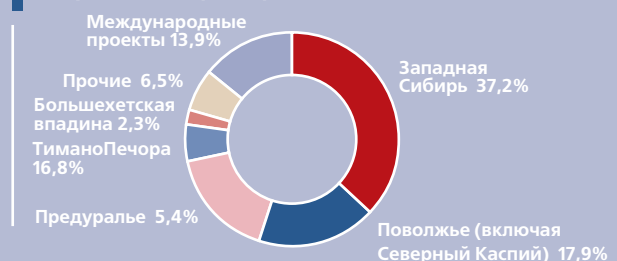
При испытании поисковой скважины на Северо-Покамасовском лицензионном участке был получен приток нефти дебитом 0,47 тыс. барр./сут. По результатам испытания открыто Северо-Покамасовское месторождение. Его доказанные запасы оцениваются в 1 млн барр. нефти.

На Дорожном лицензионном участке при испытании поисковой скважины получен приток нефти дебитом 0,15 тыс. барр./сут. Открыто Польемское месторождение с запасами по категориям «доказанные» и «вероятные» в 2,3 млн барр. нефти.

Проходка в разведочном бурении, тыс. м



Распределение разведочного бурения по регионам (2006)





На Шаимском лицензионном участке было открыто Западно-Новомостовское месторождение. При тестировании скважины был получен максимальный дебит в 0,68 тыс. барр./сут. Запасы месторождения по категориям С1 и С2 российской классификации оцениваются в 20 млн барр. нефти.

На Семивидово-Толумском лицензионном участке по результатам испытания поисковой скважины было открыто Южно-Валовое месторождение. Его запасы по категориям С1 и С2 российской классификации оцениваются в 2,5 млн барр. нефти.

На Тальниковом месторождении, находящемся в разработке, завершено бурение трех разведочных скважин. При тестировании скважин получены дебиты от 0,28 до 0,99 тыс. барр./сут. Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2006 года составили более 70 млн барр. нефти. Прирост доказанных запасов месторождения с учетом добычи составил 15,9%.

На Южно-Ягунском месторождении, находящемся в разработке, при тестировании разведочной скважины был получен приток нефти максимальным дебитом 0,66 тыс. барр./сут. Бурение скважины позволило открыть здесь две новые залежи. Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2006 года составили более 800 млн барр. нефти. С учетом добычи, составившей более 27 млн барр. нефти, они выросли на 2,4%.

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 2006 году Компания уделяла большое внимание геолого-разведочным работам в этом регионе.

На территории Тимано-Печоры в 2006 году было проведено 468 км сейсморазведочных работ 2D и 146 км² сейсморазведочных работ 3D. Объем разведочного бурения составил 27,1 тыс. м.

В Ненецком автономном округе закончено бурение поисковой скважины на Ольгинской структуре. По результатам бурения и испытания скважины открыто Ольгинское месторождение. Его запасы по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» оцениваются примерно в 7 млн барр. нефти.

При бурении разведочной скважины на Восточно-Сарутаюском месторождении, открытом в 2004 году, был получен приток нефти дебитом 1 тыс. барр./сут. Запасы месторождения по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» по состоянию на конец 2006 года оцениваются в 134 млн барр. нефти. В 2006 году на месторождении начато бурение еще одной скважины.

Закончено бурение трех скважин на Тэдинском месторождении, находящемся в разработке. Прирост доказанных запасов нефти месторождения с учетом добычи составил более 11 млн барр., или более 11%.

ООО «Нарьянмарнефтегаз» (совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips) закончило проведение сейсморазведочных работ 3D на Западно-Ханчаргинском участке в Ненецком автономном округе. По результатам работ была подготовлена к бурению одноименная структура.

Было закончено бурение и начато испытание скважины на Северо-Сарембойском месторождении. При опробовании продуктивных отложений в процессе бурения скважины были получены притоки нефти дебитом от 0,4 до 0,6 тыс. барр./сут.

В Республике Коми было закончено бурение поисковой скважины на Верхневольминской структуре. При тестировании скважины был получен приток нефти дебитом 1,1 тыс. барр./сут. Открытое месторождение относится к категории мелких и его запасы по предварительной оценке составляют около 2 млн барр. нефти. Продолжалось также бурение поисковой скважины на Баяндынской площади Денисовской впадины. При опробовании отложений была подтверждена их нефтеносность.

Ямало-Ненецкий автономный округ (Большехетская впадина)

В рамках программы ускоренного роста добычи газа ЛУКОЙЛ занимается освоением запасов Большехетской впадины. По состоянию на конец 2006 года доказанные запасы газа на месторождениях Компании в этом регионе составили 12,8 трлн фут³, или 48,1% от доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ». При этом запасы по категориям «вероятные» и «возможные» составили 7,1 трлн фут³, что на 17,6% больше уровня предшествующего года.

В 2006 году в регионе было выполнено 800 км сейсморазведочных работ 2D, проходка в разведочном бурении составила 3,7 тыс. м.

Закончено бурение поисковой скважины на Пяяхинском месторождении, открыты две газоконденсатные залежи. На месторождении начато бурение еще одной скважины. Было продолжено бурение скважины на Хальмерпаютинском месторождении. Скважина вскрыла газонасыщенные породы. Завершить бурение и провести оценку его результатов планируется в 2007 году.

Предуралье

Для Компании Предуралье является традиционным регионом добычи, который характеризуется высокой степенью разведанности запасов. В 2006 году в регионе было проведено 100 км сейсморазведочных работ 2D и 231 км² сейсморазведочных работ 3D. Проходка в разведочном бурении составила 9 тыс. м. В 2006 году было пробурено семь разведочных скважин.

По результатам работ было открыто Ширяевское газонефтяное месторождение на Колвинской площади. При тестировании поисковой скважины был получен приток нефти и газа. Запасы месторождения по категориям С1 и С2 российской классификации оцениваются в 2,6 млн барр. н. э.

Поволжье

Поволжье также является традиционным регионом добычи углеводородов для группы «ЛУКОЙЛ». Этот регион хорошо изучен с геологической точки зрения. В 2006 году здесь было выполнено 2 496 км сейсморазведочных работ 2D. Проходка в разведочном бурении составила 27 тыс. м. В результате проведенных работ было открыто три месторождения.

При бурении скважины на Кудиновско-Романовском участке был получен приток нефти дебитом 0,53 тыс. барр./сут. В результате было открыто Степное месторождение. Его запасы по категориям С1 и С2 российской классификации составляют около 7 млн барр. нефти. Запасы вновь открытого Немировского месторождения по категории С1 российской классификации составили 4,6 млн барр. нефти.

Калининградская область

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

В 2006 году Компания вела геолого-разведочные работы на суше Калининградской области. Результатом работ стали выявление пяти новых структур, подготовка к бурению пяти ранее выявленных структур, а также открытие двух нефтяных залежей на ранее открытых месторождениях.

В соответствии со стратегией наращивания ресурсного потенциала и ускоренного роста добычи Компания в 2006 году начала геолого-разведочные работы на шельфе Балтийского моря, где высока вероятность обнаружения новых запасов.

Международные проекты

В 2006 году объем сейсморазведочных работ 2D по международным проектам составил 1 333 км, 3D – 270 км², проходка в разведочном бурении составила 23 тыс. м. Затраты на геологоразведку составили 193 млн долл. В рамках стратегии трансформации группы «ЛУКОЙЛ» в глобальную энергетическую компанию основной задачей геолого-разведочных работ, проводимых Группой за рубежом, является подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи.

В течение 2006 года Компания участвовала в 9 геолого-разведочных проектах за пределами России: D-222 (Азербайджан), Кондор (Колумбия), Анаран (Иран), Западный Гейсум и Северо-Восточный Гейсум (Египет), Тюб-Караган и Аташский (Казахстан), Блок А (Саудовская Аравия), Кандым – Хаузак – Шады (Узбекистан).

В 2006 году портфель геолого-разведочных проектов Компании пополнился пятью новыми. ЛУКОЙЛ подписал договор о реализации опциона по приобретению 25-процентной доли в офшорных геолого-разведочных проектах Жамбай Южный и Южное Забурунье в Казахстане, а также приобрел 63-процентную долю участия в глубоководном геолого-разведочном проекте в Кот-д'Ивуаре. Кроме этого, в августе 2006 года было подписано СРП по геологоразведке и разработке месторождений углеводородов в узбекской части Аральского моря. Реализовывать СРП будет консорциум инвесторов в составе компаний «Узбекнефтегаз», «ЛУКОЙЛ Оверсиз», Petronas Carigali Overseas (Индонезия), CNPC International (Китай) и KNOC (Корея). Участники консорциума имеют равные доли участия в проекте. В декабре 2006 года были подписаны соглашения о совместной деятельности и о едином операторе, а также объявлен тендер для выбора подрядчика сейсморазведочных работ. Трехлетняя геолого-разведочная программа включает в себя проведение сейсмике 2D и бурение двух разведочных скважин. В феврале 2006 года группа «ЛУКОЙЛ» и Национальная иранская нефтяная компания подписали контракт на проведение совместных геолого-геофизических исследований в Иране по нефтегазоносным блокам Моган и Лали в Южно-Каспийском и Загросском бассейнах соответственно. В ходе совместной работы проводятся переработка и интерпретация данных бурения, каротажа, сейсмической, гравитационной и магнитометрической разведки, а также геохимические исследования горных пород.

Одним из основных достижений Компании в 2006 году стало успешное бурение поисковой скважины на блоке Кондор нефтяного бассейна Льянос в Колумбии. Ее глубина составила 4,5 тыс. м, она была пробурена в купольной части структуры Медина. При тестировании скважины был получен приток высококачественной колумбийской нефти сорта Vasconia дебитом более 1,2 тыс. барр./сут. Это подтвердило наличие месторождения с коммерческими запасами. Запасы месторождения будут уточнены по результатам анализа информации, полученной в ходе бурения и испытания скважины, а также дополнительного разведочного бурения.

ЛУКОЙЛ совместно с компанией Norsk Hydro достиг успехов и в реализации проекта **Анаран** в Иране. В результате анализа результатов глубокого разведочного бурения открыто месторождение Азар с геологическими запасами нефти свыше 2 млрд барр. Это одно из крупнейших мировых нефтяных открытий последнего десятилетия. В июне 2006 года Национальная иранская нефтяная компания подписала декларацию о коммерциализации месторождения Азар, что дает участникам проекта эксклюзивное право на переговоры по его дальнейшей разработке. Переговоры и подготовка общего плана развития месторождения должны завершиться в первой половине 2007 года. Участники проекта также завершили бурение второй разведочной скважины, при тестировании которой был получен приток нефти дебитом до 4,5 тыс. барр./сут. По результатам бурения извлекаемые запасы месторождения были увеличены на 60%.

По проекту **Кандым – Хаузак – Шады** в Узбекистане были закончены сейсморазведочные работы 3D в объеме 500 км² на месторождении Хаузак – Шады и началась интерпретация данных. По блоку Кунград было выполнено 882 км сейсморазведочных работ 2D и началась интерпретация полученных данных.

На газовом **Блоке А** в пустыне Руб аль-Хали в Саудовской Аравии успешно завершено бурение первой разведочной скважины на структуре Тухман. Глубина скважины составила 4,8 тыс. м. Было обнаружено скопление углеводородов. По результатам бурения начат анализ геологической информации. Одновременно велось разведочное бурение на структуре Мулейха, были подготовлены к бурению структуры Восточный Тухман и Западный Файдах. Данный проект реализуется совместно с Национальной нефтегазовой компанией Saudi Aramco.

Группа «ЛУКОЙЛ» и венесуэльская PDVSA завершили первую фазу совместных исследовательских работ по количественной оценке запасов углеводородов блока **Хунин-3** площадью 640 км², расположенного в поясе тяжелой нефти реки Ориноко в Венесуэле. По результатам работы была комплексно обоснована безусловная перспективность блока. В рамках второго этапа работ началось бурение стратиграфических скважин. Целью этого этапа является уточнение геологической модели блока на основе новых данных по сейсмике и бурению скважин, а также сопоставление этих данных с итогами работы на соседних блоках. Всего на блоке будет пробурено 17 стратиграфических скважин.

По проектам **Северо-Восточный Гейсум и Западный Гейсум** в Египте закончено бурение двух поисковых скважин. По результатам бурения коммерческих запасов углеводородов обнаружено не было. Группа «ЛУКОЙЛ» вышла из проектов.

По проекту **Аташский** в Казахстане выполнены 452 км сейсморазведки 2D, проводилась обработка полученных

данных. По проекту **Тюб-Караган** выполнены электро-разведочные работы в объеме 200 км. Продолжена работа по анализу данных, полученных в ходе бурения поисковой скважины.

По проекту **Тенгиз** в Казахстане была пробурена разведочная скважина, которая открыла скопление углеводородов. Начата оценка новых запасов.

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2007 года по международной классификации¹ составили 20,360 млрд барр. н. э., в том числе запасы нефти – 15,927 млрд барр., запасы газа – 26,597 трлн фут³.

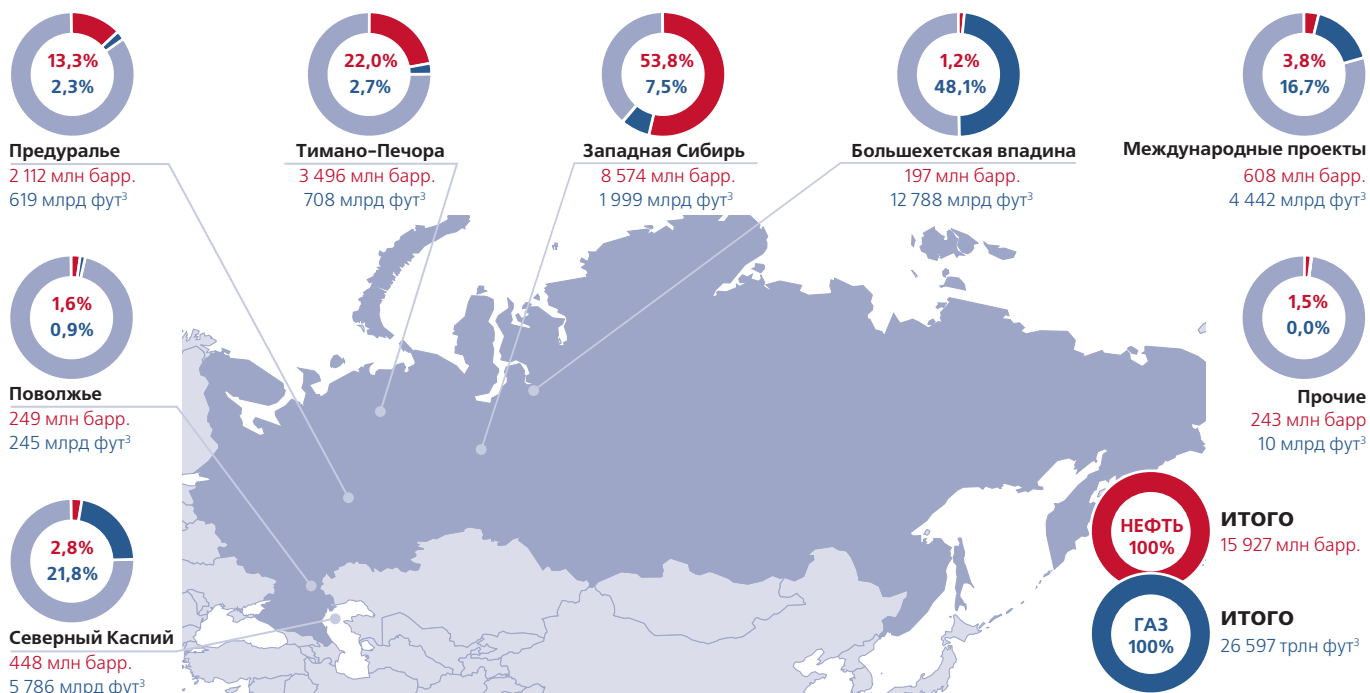
Обеспеченность текущей добычи углеводородов группой «ЛУКОЙЛ» доказанными запасами составляет 26 лет. По нефти данный показатель равен 23, по газу – 47 годам.

В 2006 году доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» с учетом добычи выросли на 4,1%, а без учета добычи запасы остались практически на прошлогоднем уровне. По нефти прирост запасов с учетом добычи составил 3,2%, по газу – 7,4%.

Уровень восполнения добычи углеводородов приростом запасов составил 104%. По нефти данный показатель равен 73%, по газу – 330%.

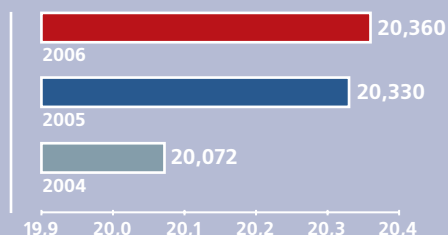
При подсчете запасов учтены изменения законодательства Российской Федерации, касающиеся налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). В ранее действовавшем законодательстве было заложено снижение ставки НДПИ с 2007 года. Однако в 2006 году это положение было изменено: была сохранена действовавшая в 2006 году формула расчета НДПИ. В связи с этим запасы по некоторым месторождениям были пересмотрены в сторону понижения. При подсчете запасов учтены также налоговые льготы по месторождениям с запасами сверхвязкой нефти. При этом налоговые льготы,

Распределение доказанных запасов группы «ЛУКОЙЛ» по регионам

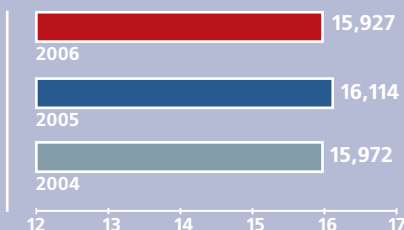


¹ В 2006 году компания Miller and Lents (США) провела ежегодный (двенадцатый по счету) технический и экономический аудит запасов группы «ЛУКОЙЛ» в соответствии с требованиями Общества инженеров-нефтяников США (US SPE).

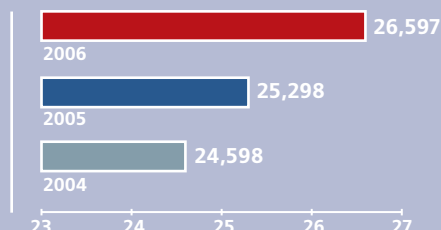
Доказанные запасы углеводородов, млрд барр. н. э.



Доказанные запасы нефти, млрд барр.



Доказанные запасы газа, трлн фут³



Запасы нефти и газа группы «ЛУКОЙЛ»

| На 1 января 2007 года | Нефть, млн барр. | Газ, млрд фут³ | Углеводороды, млн барр. н. э. |
|--------------------------|------------------|----------------|-------------------------------|
| Доказанные запасы | 15 927 | 26 597 | 20 360 |
| в том числе: | | | |
| разрабатываемые | 10 176 | 7 480 | 11 423 |
| неразрабатываемые | 5 751 | 19 117 | 8 937 |
| Вероятные запасы | 8 767 | 21 436 | 12 340 |
| Возможные запасы | 4 275 | 10 479 | 6 022 |

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

предусмотренные для месторождений с высокой степенью выработанности, в расчете не учитывались из-за отсутствия практики применения. В будущем появление подобной практики положительно скажется на оценке запасов Компании.

В 2006 году увеличение/открытие новых доказанных запасов углеводородов составило 617 млн барр. н. э. (551 млн барр. нефти, 399 млрд фут³ газа). Таким образом, за счет проведения геолого-разведочных работ и разбуривания разрабатываемых месторождений Компания компенсировала более 77% добычи углеводородов.

Крупнейший прирост доказанных запасов обеспечило месторождение им. В.Филановского, открытое в 2005 году. В результате бурения второй разведочной скважины и перевода части запасов из категории «вероятные» в категорию «доказанные» запасы Компании выросли на 322 млн барр. н. э. Прирост доказанных запасов по остальным активам группы «ЛУКОЙЛ» в результате разведки и разбуривания составил 295 млн барр. н. э.

Положительные результаты были получены при разбуривании, моделировании и оптимизации систем разработки

крупных месторождений в Западной Сибири. Так, например, доказанные запасы нефти Ватьеганского месторождения за счет разбуривания и оптимизации системы разработки были увеличены с учетом добычи на 7,5% и по состоянию на конец 2006 года составили 1,46 млрд барр. А доказанные запасы нефти Когалымского месторождения с учетом добычи выросли на 9,1% и составили 0,23 млрд барр. Анализ данных по вновь пробуренным эксплуатационным скважинам на Кочевском месторождении привел к изменению геометрии залежи и увеличению площади нефтеносности. В результате доказанные запасы нефти месторождения с учетом добычи выросли на 13,9% и составили 84 млн барр.

Доказанные запасы выросли также в результате приобретения и консолидации активов. Доказанные запасы приобретенных в 2006 году активов компании Marathon Oil Corporation по состоянию на конец 2006 года составили 219 млн барр. нефти. Запасы ЗАО «КаракудукМунай» по состоянию на конец 2006 года составили 50 млн барр. нефти. В результате консолидации оставшейся 24-процентной доли в этом обществе запасы Группы выросли на 12 млн барр.

Разработка месторождений и добыча нефти

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» в 2006 году составила 95 235 тыс. т (1 926 тыс. барр./сут)¹, в том числе дочерними обществами было добыто 91 537 тыс. т. Среднесуточная добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» выросла по сравнению с 2005 годом на 5,8%. Органический прирост добычи составил 2,0%.

В 2006 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 2006 году добыча нефти дочерними и зависимыми обществами Группы осуществлялась на 349 месторождениях. За год в разработку введены 10 новых нефтяных месторождений: Ульяновское, Степное и Немировское (Поволжье), Западно-Покамасовское и Западно-Котухтинское (Западная Сибирь), Габышевское (Предуралье), Южно-Седмесское, Верхнегубешорское, Западно-Леккейгинское (Тимано-Печора), Мензелинское (Татарстан) – и одно газоконденсатное – Шах-Дениз (Азербайджан). Запасы введенных в эксплуатацию месторождений по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» составляют более 680 млн барр. н. э. Введенные в разработку запасы более чем на 85% компенсировали добычу углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» в 2006 году.

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 2006 году добывающими обществами группы «ЛУКОЙЛ» был осуществлен комплекс мероприятий по повышению производительности добывающих скважин и нефтеотдачи пластов. Затраты на разработку месторождений составили 4 652 млн долл.

По состоянию на конец 2006 года 196 месторождений Компании были включены в многоуровневую систему мониторинга разработки месторождений с использованием геолого-гидродинамических моделей. В отчетном году система активно развивалась: было промоделировано 47 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. Количество геолого-гидродинамических моделей месторождений Группы планируется увеличить к 2009 году до 261, то есть охват месторождений

Распределение добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» по регионам



¹ По методологии ОПБУ США включает добычу дочерними обществами и долю в добыче, осуществляемой зависимыми организациями.

Компании геолого-гидродинамическим моделированием повысится с 55 до 75%. По таким регионам, как Западная Сибирь, Тимано-Печора и Калининградская область геолого-гидродинамическим моделированием предполагается охватить все месторождения.

Проходка в эксплуатационном бурении в 2006 году составила 2 341 тыс. м, что на 61% больше по сравнению с 2005 годом. В эксплуатацию введено 945 новых добывающих скважин, в том числе 56 горизонтальных. Средний дебит новых скважин составил 39,9 т/сут, в том числе средний дебит горизонтальных скважин – 110,4 т/сут. Добыча из новых скважин (по доле участия) составила 4,91 млн т.

В 2006 году продолжилось наращивание объемов бурения боковых стволов. В эксплуатацию введено 146 боковых стволов со средним приростом дебита 25,9 т/сут. Для сравнения: в 2005 году было введено 102 боковых ствола со средним приростом дебита 25,0 т/сут.

В целях оптимизации систем разработки месторождений и поддержания пластового давления под закачку было переведено 636 новых нагнетательных скважин (по сравнению с 376 скважинами в 2005 году).

По состоянию на конец 2006 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании насчитывал 27,83 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 23,49 тыс.), фонд нагнетательных скважин – 8,66 тыс. (в том числе под закачкой – 6,34 тыс.). По сравнению с 2005 годом эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 1,8%, что связано прежде всего с приобретением добывающих активов. Доля неработающего фонда в эксплуатационном снизилась с 16,8 до 15,6%.

Для повышения эффективности использования фонда скважин и снижения энергоемкости производства из эксплуатации были выведены 332 высокообводненные (со средней обводненностью 98,8%) и малодебитные

скважины. Это позволило не извлекать на поверхность 1,9 млн т попутной воды и, как следствие, уменьшить энергозатраты, а также не допустить быстрого роста средней обводненности скважин. Проведено 3 165 операций по оптимизации режимов механизированного фонда скважин. Кроме этого, 144 скважины были переведены на механизированный способ добычи.

ЛУКОЙЛ компенсирует естественное падение добычи нефти из-за истощения месторождений и ухудшения структуры их запасов путем активного применения технологий повышения нефтеотдачи пластов. В 2006 году на месторождениях Компании были проведены 5 274 операции по воздействию на продуктивные пласты физическими, химическими, гидродинамическими и тепловыми методами, обеспечивающими увеличение коэффициента нефтеизвлечения. Дополнительная добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи пластов составила 24,2 млн т, или 27,0% от суммарной добычи Группы в России.

Все перечисленные выше мероприятия привели к увеличению среднего дебита нефтяных скважин Компании до 11,8 т/сут, что позволило сдержать рост затрат на добычу нефти. Следует отметить, что средний дебит нефтяных скважин на территории России вырос с 2001 по 2006 годы с 8,6 до 11,2 т/сут.

Россия

Добыча группой «ЛУКОЙЛ» на территории России в 2006 году составила 89 561 тыс. т нефти, в том числе дочерними обществами было добыто 87 930 тыс. т. По сравнению с 2005 годом добыча на территории России выросла на 3,8%. Органический прирост добычи составил 1,6%.

В 2006 году добыча нефти дочерними и зависимыми обществами Группы на территории России осуществлялась на 327 месторождениях. Эксплуатационное бурение



составило 2 122 тыс. м, что на 59,7% больше по сравнению с 2005 годом. Эксплуатационный фонд скважин на конец 2006 года составлял 26,97 тыс. скважин, в том числе 22,80 тыс., дающих продукцию. В 2006 году было введено 782 новых скважины, добыча из которых составила 4,47 млн т нефти.

66,7% добычи группой «ЛУКОЙЛ» на территории России пришлось на **Западную Сибирь**. Месторождения региона обеспечили основную часть прироста добычи Компании в России по сравнению с 2005 годом (39,5%, или 1,30 млн т). Значительная часть прироста добычи в Западной Сибири была получена в результате приобретения активов компании Marathon Oil Corporation, на которых с момента перехода их в собственность Группы было добыто 0,9 млн т нефти. В регионе были продолжены работы по оптимизации систем разработки месторождений, результатом которых стал прирост запасов и прогнозных уровней добычи по крупным месторождениям. Однако Компания не только занималась оптимизацией разработки старых месторождений, но и вводила в разработку новые. Так, в разработку были введены Западно-Покамасовское и Западно-Котухтинское месторождения с запасами по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» более 280 млн барр. нефти.

Добыча существенно возросла также в **Тимано-Печоре** (на 1,12 млн т): на этот регион пришлось еще 34,3% прироста добычи Компании в России. 55% прироста добычи было обеспечено за счет консолидации в конце 2005 года ЗАО «Север-ТЭК». Оставшаяся часть прироста является органической. Она была обеспечена такими месторождениями, как Тэдинское, Макарьельское, Инзырейское, Харьягинское.

ЛУКОЙЛ прилагает все усилия для подготовки к разработке новых запасов в Тимано-Печоре в самые короткие сроки. В 2006 году в разработку были введены три месторождения – Западно-Леккейягинское (введено в эксплуатацию ООО «Нарьянмарнефтегаз», совместным

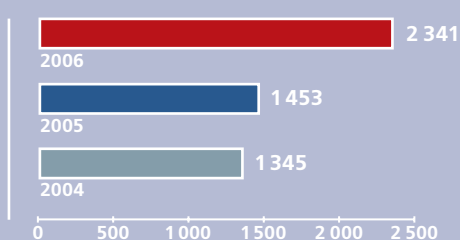
предприятием группы «ЛУКОЙЛ» и компании СопосоPhillips), Верхнегубешорское и Южно-Седмесское с запасами нефти по категориям «доказанные», «вероятные» и «возможные» около 230 млн барр. нефти.

ООО «Нарьянмарнефтегаз», добыча которого в 2006 году составила 500 тыс. т нефти (около 10 тыс. барр./сут), продолжало подготовку к добыче на Южно-Хыльчюском месторождении, крупнейшем месторождении Компании на севере Тимано-Печоры. Его доказанные запасы нефти составляют более 500 млн барр. Качество нефти 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 Юралс. Месторождение планируется разрабатывать с помощью 78 скважин. Ввод его в эксплуатацию запланирован на конец 2007 года. Проектный уровень добычи на месторождении составляет 7,5 млн т/год нефти (более 150 тыс. барр./сут). В соответствии с планом его разработки проектная мощность будет достигнута в 2009 году.

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» в Предуралье выросла на 616 тыс. т, или на 6,0%. Этот регион обеспечил 18,7% 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 радиальное бурение и кислотный гидроразрыв пласта.

Кроме этого, почти 300 тыс. т дополнительной добычи было получено с **Кравцовского месторождения** в Балтийском море. Добыча здесь в 2006 году составила 861 тыс. т, превысив на 53% уровень 2005 года и на 77% уровень, планировавшийся по первоначальному проекту разработки месторождения. Месторождение разрабатывается с помощью горизонтальных скважин. В 2006 году было завершено бурение четырех скважин, дебит которых составил от 0,79 до 2,83 тыс. барр./сут.

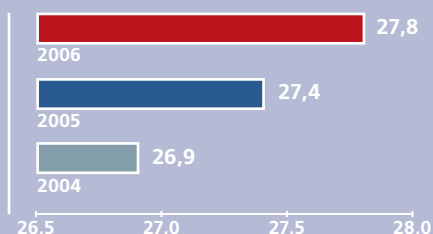
Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м



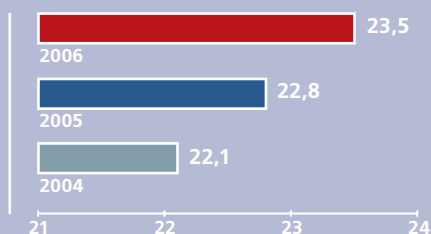
Распределение эксплуатационного бурения по регионам (2006)



Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. шт.



Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, тыс. шт.



Добыча нефти на территории **Поволжья** в 2006 году составила 3,2 млн т, что соответствует прошлогоднему уровню. Повышение эффективности разработки месторождений региона позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти и сохранять добычу на имеющемся уровне, несмотря на высокое истощение запасов.

В 2006 году продолжались работы по освоению месторождений, расположенных на **шельфе Каспийского моря**. Надзорными органами Российской Федерации было согласовано Технико-экономическое обоснование обустройства месторождения им. Ю.Корчагина. На предприятиях г. Астрахань велись работы по строительству ледостойкой стационарной платформы, с которой будет разрабатываться месторождение. Было завершено строительство первого транспортно-буксирного судна для работы на Каспии и продолжалось строительство второго. Велась разработка документации на проектирование и строительство причала и плавучего нефтехранилища. Месторождение им. Ю.Корчагина планируется ввести в разработку в 2009 году. Разработка будет осуществляться по принципу «нулевого сброса», что гарантирует минимальное воздействие на природный комплекс Каспийского моря.

В 2006 году надзорными органами была также утверждена технологическая схема разработки месторождения им. В.Филановского. Ввод в разработку крупнейшего месторождения Северного Каспия намечен на 2012 год. Прогнозный уровень добычи 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.

Месторождения им. Ю.Корчагина и им. В.Филановского станут основой нефтедобычи Компании на Северном

Каспии. В соответствии с планами развития добыча на этих месторождениях к 2016 году превысит 12 млн т нефти (250 тыс. барр./сут).

Международные проекты

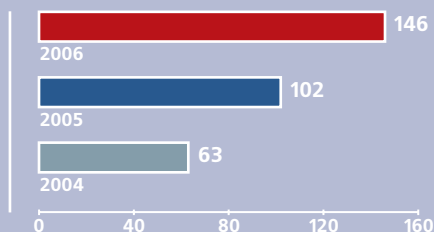
Долевая добыча группой «ЛУКОЙЛ» по международным проектам составила 5 674 тыс. т, что на 46,2% больше по сравнению с 2005 годом. Основной прирост добычи (около 80%) был обеспечен за счет приобретения в конце 2005 года компании Nelson Resources, владеющей долями в четырех добывающих проектах на территории Казахстана. Добыча по данным проектам в 2006 году (по доле участия) составила около 2,0 млн т. Органический прирост суммарной добычи по международным проектам составил в 2006 году 9,7%. Он был обеспечен прежде всего проектом Кумколь, добыча нефти на котором (по доле участия) выросла более чем на 200 тыс. т.

Проходка в эксплуатационном бурении по международным проектам Компании составила 219 тыс. м. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составил 868 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 691. Были введены в эксплуатацию 163 новые добывающие скважины. Их средний дебит составил 53,3 т/сут. За счет ввода новых скважин дополнительно добыто 0,44 млн т нефти (по доле участия).

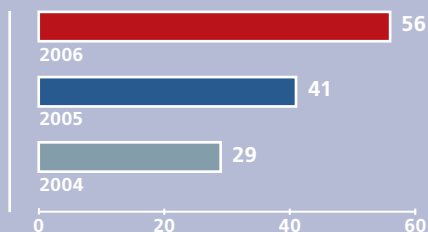
Одно из главных достижений 2006 года – начало добычи газового конденсата по проекту Шах-Дениз в Азербайджане. В декабре 2006 года началась эксплуатация первой скважины. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 10%. Ожидаемый максимальный уровень добычи газового конденсата в целом по проекту составляет около 5 млн т/год (более 100 тыс. барр./сут).

По проекту **Карачаганак** в 2006 году было добыто 1,45 млн т нефти и газового конденсата (по доле участия).

Бурение боковых стволов, шт.



Бурение горизонтальных скважин, шт.



Уровень добычи соответствует прошлогоднему. Был отработан новый эффективный экспортный маршрут нефти «Карачаганак – Самара – магистральная система «Транснефть», по которому нефть может поставляться либо в черноморские и балтийские порты, либо напрямую в Центральную Европу по нефтепроводу «Дружба». В 2007 году Операционный консорциум планирует провести подготовительные работы по расширению добывающих мощностей проекта.

В отчетном году продолжилась активная разработка месторождения **Кумколь**. Было пробурено 20 эксплуатационных скважин, внедрена технология вскрытия продуктивного пласта на полимерных растворах. Средний дебит новых скважин, введенных в 2006 году, составил 56,7 т/сут. Было также введено в эксплуатацию 8 нагнетательных скважин. Кроме этого, на месторождении была введена в строй новая установка подготовки и перекачки нефти годовой мощностью 4 млн т нефти и 8 млн т воды для закачки в пласт. Эти мероприятия позволили увеличить добычу на месторождении по сравнению с 2005 годом на 13,7%, или до 1,7 млн т (по доле участия).

По решению Арбитражного института Торговой палаты Стокгольма ЛУКОЙЛ получил преимущественное право на приобретение 50-процентной доли в ЗАО «Тургай Петролеум» – совместном предприятии группы «ЛУКОЙЛ» и PetroKazakhstan, занимающемся разработкой месторождения Кумколь. Данное право возникло у ОАО «ЛУКОЙЛ» как совладельца ЗАО «Тургай Петролеум» в соответствии с Договором акционеров в результате сделки по приобретению китайской государственной нефтяной корпорацией CNPC 100% акций компании PetroKazakhstan.

В Египте по проекту **Мелейя** было введено в эксплуатацию 9 новых скважин. По проекту **WEEM** продолжалось разбуривание и обустройство месторождения. Были

введены в эксплуатацию две новые добывающие скважины со средним дебитом 85,5 т/сут. Было завершено также проектирование системы поддержания пластового давления.

По проекту **Тенгиз** в Казахстане в конце года были введены четыре новые добывающие скважины со средним дебитом почти 1 тыс. т/сут. Добыча по проекту соответствовала уровню 2005 года и составила 0,36 млн т (по доле участия). В течение 2006 года шли работы по расширению добывающих мощностей проекта.

По проекту **Каракудук** в Казахстане были закончены работы по строительству нефтеналивной эстакады и терминала. С надзорными органами Казахстана был согласован проект утилизации попутного газа. В эксплуатацию введены 3 новые добывающие скважины со средним дебитом 41,1 т/сут. Добыча нефти на месторождении выросла по сравнению с 2005 годом на 39,3%, или почти на 200 тыс. т.

По проектам **Алибекмола и Кожасай** в Казахстане в эксплуатацию было введено 11 добывающих скважин со средним дебитом 67,6 т/сут. Продолжались работы по реализации проекта утилизации попутного газа. На месторождении Алибекмола внедрены новая конструкция скважин и использование полимерных растворов, позволяющие максимально сохранить коллекторские свойства продуктивного горизонта.

По проекту Северные Бузачи в Казахстане было введено 113 новых добывающих скважин со средним дебитом 31,0 т/сут. Был запущен в эксплуатацию экспортный трубопровод, по которому товарная нефть с месторождения поставляется в транспортную систему компании «КазТрансОйл». Суммарная добыча нефти на месторождении выросла на 78,1%, или почти на 600 тыс. т.

Разработка месторождений и добыча газа

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 2006 году добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» составила 15 967 млн м³ (1 545 млн фут³/сут). При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) составила 13 612 млн м³ (1 317 млн фут³/сут), в том числе добыча дочерними обществами – 13 396 млн м³. Среднесуточная добыча товарного газа выросла по сравнению с 2005 годом на 141,6%.

Добыча попутного нефтяного газа составила 5 258 млн м³, в том числе 3 791 млн м³ товарного попутного газа. 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.

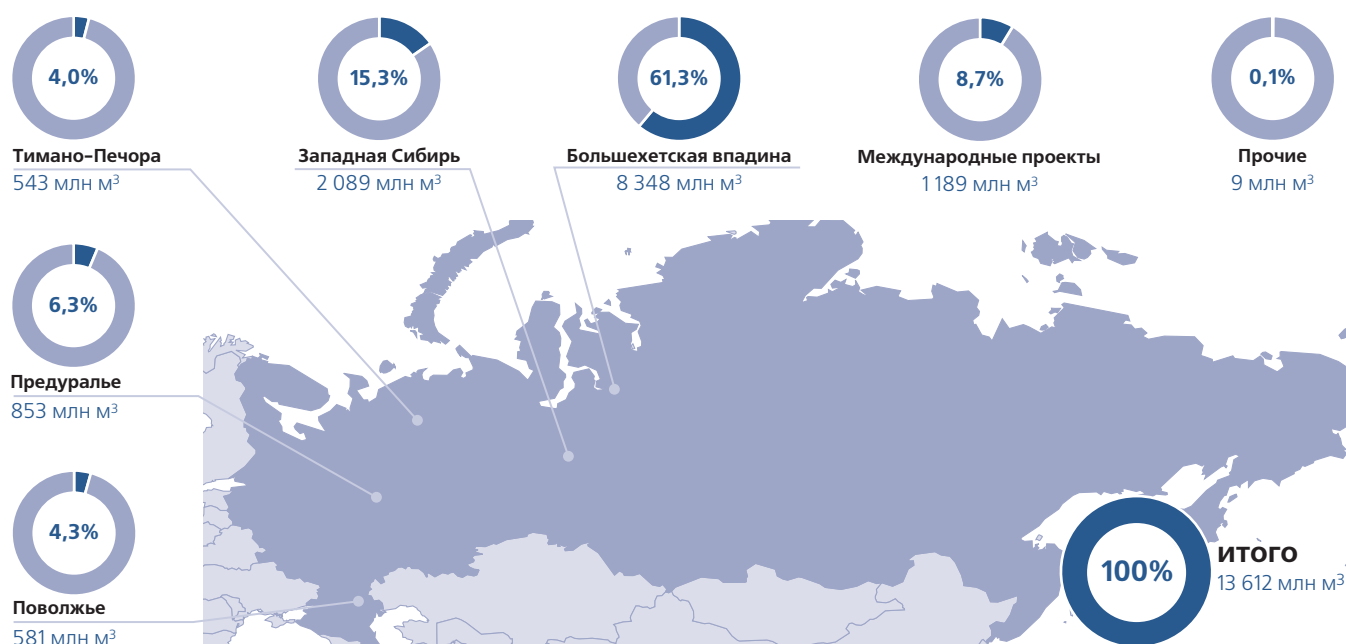
Уровень использования¹ попутного нефтяного газа составил 72,2%, что ниже уровня 2005 года. Это связано с

приобретением в 2005–2006 годах новых добывающих активов, на которых не развиты системы утилизации газа. Чтобы увеличить использование нефтяного газа, Компания ведет строительство газовых электростанций на месторождениях. Это позволяет сократить сжигание газа на факелах, снизить расходы на электроэнергию, а следовательно, сократить расходы на добычу нефти. С этой же целью Компания в 2006 году закончила расширение мощностей Локосовского газоперерабатывающего комплекса до 1,9 млрд м³/год попутного газа. Тем самым было завершено создание полноценной системы переработки попутного газа, добываемого на месторождениях Западной Сибири. В Компании реализуется утвержденная в 2003 году Программа мероприятий по доведению уровня использования нефтяного газа на предприятиях группы «ЛУКОЙЛ» до 95%.

Добыча природного газа составила 10 709 млн м³, в том числе 9 821 млн м³ товарного газа. Главным достижением 2006 года в области добычи природного газа стал выход Находкинского месторождения почти на полную проектную мощность.

Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по состоянию на конец 2006 года составил 367 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 285.

Распределение добычи товарного газа группой «ЛУКОЙЛ» по регионам



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



Россия

Добыча товарного газа в России составила в 2006 году 12 424 млн м³, что на 180,6% больше по сравнению с 2005 годом. При этом доля природного газа возросла с 20 до 71%. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2006 года составил 295 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 239.

Основную часть добычи природного газа в России обеспечило Находкинское месторождение Большехетской впадины. В 2006 году на нем было введено в эксплуатацию 12 новых добывающих скважин. Было достигнуто также соглашение с ОАО «Газпром» о приеме природного газа с месторождения в его газотранспортную сеть в летний период. Все это позволило вывести месторождение почти на полную проектную мощность: за год на нем было добыто 8 486 млн м³ природного газа. С мая 2006 года в соответствии с договоренностью с ОАО «Газпром» природный газ с месторождения реализовался не только ОАО «Газпром» по цене не менее 22,5 долл./1 000 м³ (без НДС), но и другим покупателям уже по более высоким ценам. В отчетном году было подписано дополнительное

соглашение с ОАО «Газпром», в соответствии с которым цена реализации газа с месторождений Большехетской впадины была увеличена с 1 января 2007 года до 1 059 руб./1 000 м³ (около 40 долл./1 000 м³), а минимальный объем закупок был установлен на уровне 8 млрд м³/год. Цена, зафиксированная в дополнительном соглашении, выше цены, установленной Федеральной службой по тарифам Российской Федерации для промышленных потребителей Ямало-Ненецкого автономного округа на 280 руб./1 000 м³ (почти на 11 долл./1 000 м³).

В 2006 году ЛУКОЙЛ продолжал также реализацию газовых проектов на шельфе Северного Каспия. В январе отчетного года главы России и Казахстана подписали Протокол, в соответствии с которым уполномоченным организациям России и Казахстана предоставляется право пользования месторождением Хвалынское и структурой Центральная без проведения каких-либо конкурсов и аукционов. Уполномоченными организациями от России и Казахстана являются ОАО «ЛУКОЙЛ» и АО «НК «КазМунайГаз». На 2007 год запланирована подготовка к подписанию соглашения о разделе продукции по Хвалынскому месторождению.



Международные проекты

Добыча товарного газа по международным проектам составила в 2006 году 1 188 млн м³, что на 1,7% меньше по сравнению с 2005 годом. При этом доля природного газа составила 85%. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по зарубежным проектам по состоянию на конец 2006 года составил 72 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 46.

Основной объем товарного газа (1 005 млн м³ по доле участия) был добыт на месторождении Карачаганак в Казахстане. По сравнению с 2005 годом добыча выросла на 2,6%. В 2006 году завершена подготовка к строительству газопровода Карачаганак – Уральск для обеспечения газом потребителей Западно-Казахстанской области в объеме до 500 млн м³/год. Было также подписано соглашение об увеличении поставок газа на Оренбургский ГПЗ, где создано совместное российско-казахстанское газоперерабатывающее предприятие. В 2007 году Операционный консорциум планирует провести на месторождении подготовительные работы по расширению добывающих мощностей.

В отчетном году продолжались работы по проекту Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане. На участке Хаузак велись интенсивное эксплуатационное бурение и строительство установки предварительной подготовки газа, пунктов сбора газа, вахтового поселка, автомобильной дороги и линий электропередачи. Первый промышленный газ по проекту планируется добыть в конце 2007 года, а максимальный суммарный уровень добычи, по прогнозам, составит более 10 млрд м³.

Одно из главных достижений 2006 года – начало добычи природного газа по проекту Шах-Дениз в Азербайджане. В декабре 2006 года началась эксплуатация первой скважины глубиной 6,5 тыс. м, пробуренной со стационарной добывающей платформы на глубине 105 м. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 10%. Ожидаемый максимальный уровень добычи природного газа в целом по проекту составляет более 20 млрд м³. Добытый газ планируется поставлять на внутренний рынок Азербайджана, а также в Турцию и Грузию.

Поставки нефти

Суммарный объем поставок нефти Компанией в 2006 году составил 96,7 млн т, что соответствует уровню 2005 года. В отчетном году в связи с ростом экспортных пошлин и маржи нефтепереработки на российском рынке нефти наблюдалась благоприятная рыночная конъюнктура. Поэтому ЛУКОЙЛ для максимизации прибыли оперативно перенаправлял объемы нефти с неэффективных экспортных направлений на внутренний рынок страны и собственные и привлеченные российские НПЗ.

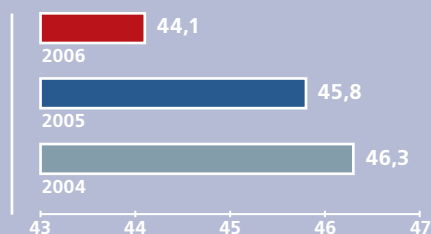
В отчетном году в России было продано 1,82 млн т нефти, что на 171,3% больше по сравнению с 2005 годом. Кроме того, на собственных и привлеченных российских НПЗ было переработано 42,79 млн т нефти, или на 9,9% больше по сравнению с 2005 годом. В 2006 году в России было закуплено 1,85 млн т нефти (1,47 млн т в 2005 году). Экономический эффект от оперативного реагирования Компании на резкое повышение эффективности поставок нефти на внутренний рынок составил более 150 млн долл.

В 2006 году ЛУКОЙЛ продолжал оптимизацию маршрутов поставок нефти в России. Так, например, экономический

эффект от оптимизации маршрутов перекачки нефти с месторождений Западной Сибири за год составил более 10 млн долл.

Экспорт нефти из России дочерними обществами группы «ЛУКОЙЛ» (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) снизился по сравнению с 2005 годом на 3,7%, или до 44,13 млн т. В том числе в страны дальнего зарубежья было экспортировано 39,79 млн т, в страны ближнего зарубежья – 4,34 млн т. В 2006 году Компания эффективно управляла направлениями экспортных поставок, выбирая наиболее выгодные. Основными направлениями экспорта нефти были порты Приморск и Новороссийск. На них пришлось 46% экспортных поставок (31% в 2005 году). Еще 21% пришелся на поставки в Германию и Польшу по нефтепроводу «Дружба» (19% в 2005 году). В связи с изменением экономического окружения в 2006 году Компания прекратила поставки нефти на экспорт через систему Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), через порты Высоцк, Бутинге и Витино, а также по железной дороге в Китай.

Экспорт нефти, млн т



Основная часть экспорта в 2006 году осуществлялась через транспортную систему компании «Транснефть». Объем таких поставок составил 41,48 млн т (на 7,7% больше, чем в 2005 году), а их доля в суммарном экспорте выросла по сравнению с 2005 годом с 84,1 до 94,0%. В отчетном году в связи с падением привлекательности экспортных поставок Компания не использовала для экспорта нефти инфраструктуру собственных НПЗ, так как все объемы нефти могли быть экспортированы по более эффективным маршрутам. По той же причине объем экспорта, осуществляемого минуя транспортную систему компании «Транснефть», снизился в 2006 году до 2,66 млн т, или на 63,6%.

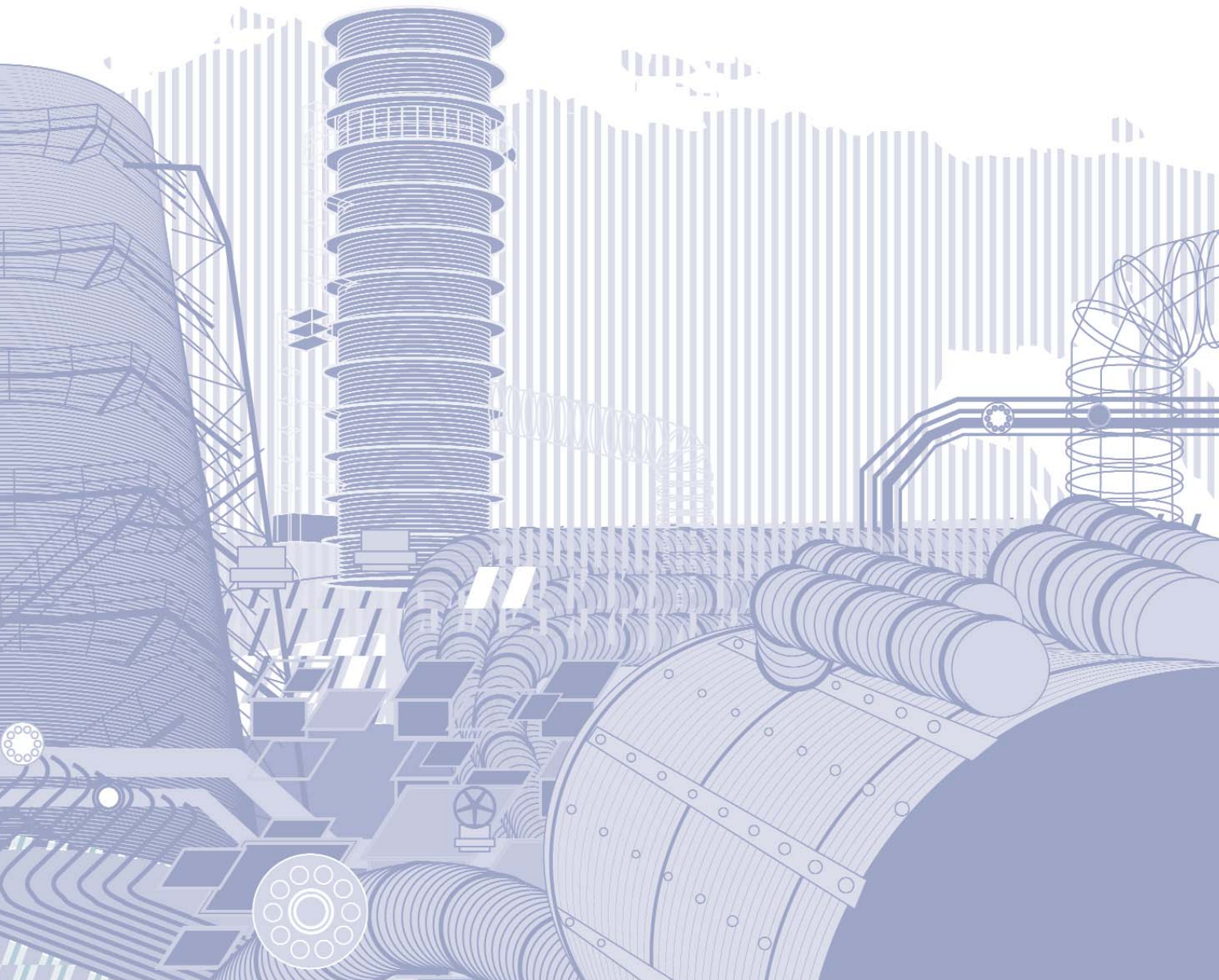
В 2006 году была продолжена работа по увеличению эффективности экспортных поставок нефти трубопроводным транспортом. В результате по некоторым направлениям удалось увеличить относительную цену по контрактам на величину до 30 центов на баррель. Это позволило получить более 20 млн долл. дополнительного дохода.

Компания продолжала развивать собственные экспортные мощности, которые позволяют ей сократить транспортные затраты и сделать транспортные схемы более гибкими. В 2006 году через собственные транспортные терминалы Компании было экспортировано 2,2 млн т нефти.

Продолжалось расширение мощностей Варандейского терминала на Баренцевом море путем строительства уникального ледостойкого модуля, рассчитанного на круглогодичную эксплуатацию. Проектная мощность модуля составляет 12 млн т/год нефти. Его строительство обосновано ростом добычи нефти на севере Тимано-

Печоры и отсутствием здесь развитой транспортной инфраструктуры. 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. В 2006 году были завершены инженерно-геологические изыскания на точке установки отгрузочного причала и по трассе подводного трубопровода, началось строительство трубопровода, продолжалась подготовка рабочей документации на строительство стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала. В 2006 году через терминал было перевалено 0,5 млн т нефти. Расширение терминала планируется завершить в 2008 году.

Поставки нефти на зарубежные заводы группы «ЛУКОЙЛ» составили 9,38 млн т, снизившись по сравнению с 2005 годом на 6,0%. Снижение поставок связано с остановкой на реконструкцию Одесского НПЗ. При этом поставки на заводы Петротел и Бургас выросли по сравнению с 2005 годом на 9,3%. 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 1,70 млн т. Кроме этого, на международном рынке было реализовано 41,02 млн т нефти, в том числе 2,96 млн т – в странах ближнего зарубежья и 38,06 млн т – в странах дальнего зарубежья.



Стратегия:

Производство высококачественных и экологически чистых нефтепродуктов с высокой добавленной стоимостью

Увеличение выхода светлых нефтепродуктов

Контроль за производственными издержками

Оптимизация логистики: снижение транспортных затрат

Увеличение эффективности торговых операций

Увеличение объемов розничной реализации нефтепродуктов и сопутствующих продукции и услуг

Нефтепереработка

В 2006 году объем переработки нефти Компанией с учетом процессинга на сторонних НПЗ достиг 53,87 млн т, что на 7,5% больше, чем в 2005 году. В том числе на собственных НПЗ было переработано 48,88 млн т (на 3,4% больше по сравнению с предыдущим годом). В 2006 году ЛУКОЙЛ продолжил реализацию программы модернизации и реконструкции НПЗ: капитальные вложения в этой области составили 696 млн долл. Осуществлялась также консолидация нефтеперерабатывающих активов Группы. Инвестиции в сегмент в 2006 году составили 2 млн долл.

В соответствии с представленной в отчетном году стратегией интенсивного роста на 2007–2016 годы ЛУКОЙЛ планирует увеличить нефтеперерабатывающие мощности с 58 до 100 млн т. Этого уровня планируется достичь за счет модернизации существующих НПЗ, а также приобретения или строительства новых в различных регионах мира (Европа, Америка, Азия).

Чистая прибыль по бизнес-сегменту «Переработка и сбыт» составила 3 652 млн долл., что на 19,4% больше, чем в 2005 году. Столь высокие финансовые результаты были достигнуты благодаря повышению объемов переработки и розничной реализации, благоприятному макроэкономическому окружению и росту эффективности деятельности в сегменте.

В отчетном году на рынке нефтепродуктов наблюдалась благоприятная ценовая конъюнктура. Так, например, оптовые цены на бензин (без акцизов и НДС) в России были на 22,9% выше по сравнению с 2005 годом. Налоговое окружение также было благоприятным для перерабатывающего сегмента. Акцизы на нефтепродукты в России не изменились, а в связи со значительным ростом российской экспортной пошлины на нефть маржа переработки в России в отчетном году была почти в два раза

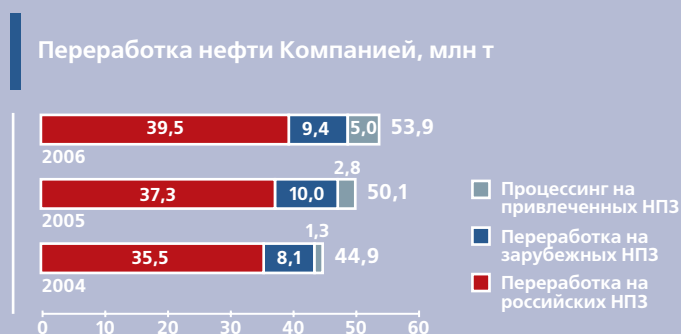
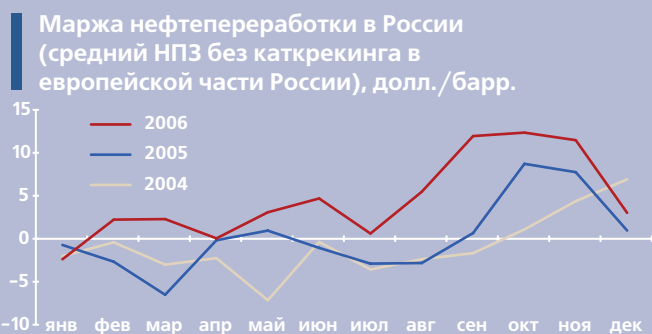
выше, чем в предыдущем. ЛУКОЙЛ извлек максимальную прибыль из сложившейся ситуации, переориентировав часть экспортных потоков нефти на загрузку собственных и привлеченных НПЗ внутри страны.

Ценовая конъюнктура за пределами России также была благоприятной. Например, рост цен на бензин в Европе составил 17,9% по сравнению со средним уровнем 2005 года. Маржа нефтепереработки в Европе была более чем на 50% выше по сравнению со средним уровнем за предыдущие пять лет.

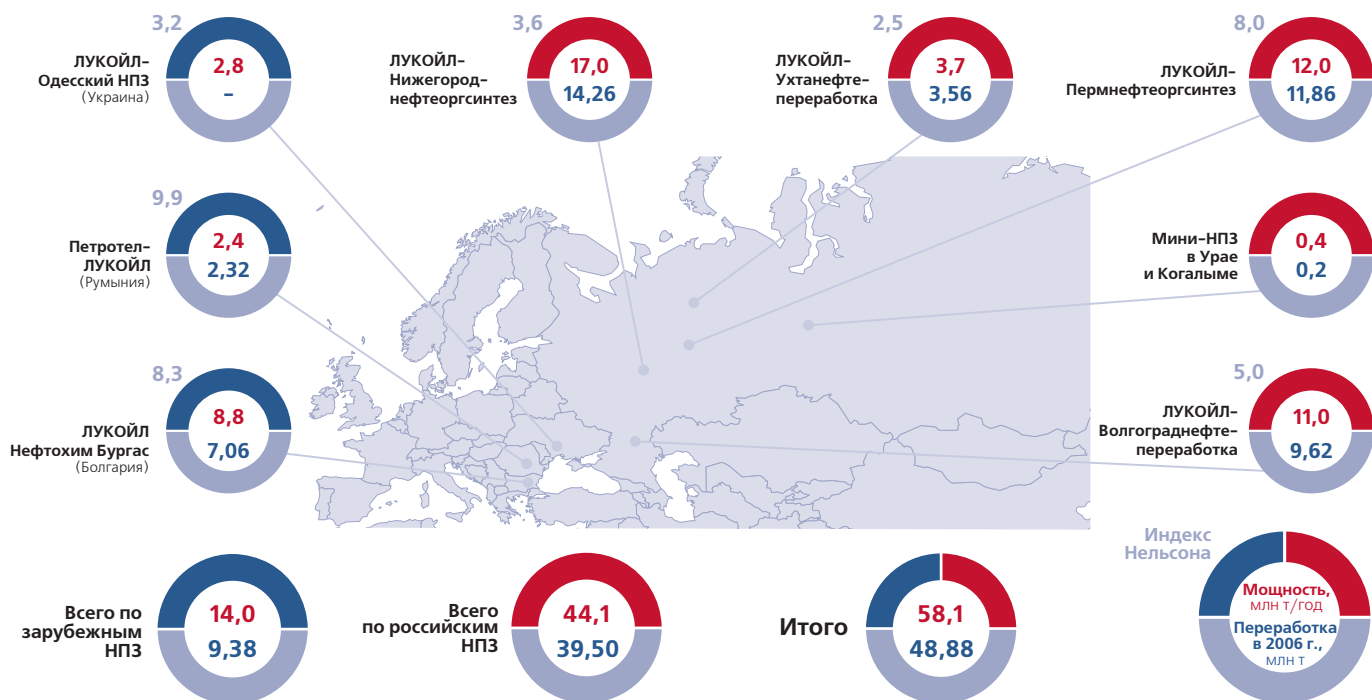
Российские НПЗ

Объем переработки на собственных российских заводах группы «ЛУКОЙЛ» был увеличен на 5,9%, или до 39,50 млн т. При этом уровень загрузки НПЗ составил в 2006 году 94,7%, что является максимальным показателем за всю историю Компании. Для получения дополнительной прибыли от сложившегося благоприятного макроэкономического окружения Компанией были получены квоты на переработку нефти на уфимских НПЗ, на которые было поставлено 3,29 млн т нефти – в два раза больше, чем в 2005 году.

Важным достижением в реализации программы модернизации НПЗ Компании стало начало производства бензина, соответствующего стандартам Евро-3 (в результате пуска в эксплуатацию установки изомеризации бензинов на Нижегородском НПЗ). В 2006 году доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов российскими НПЗ Компании (без учета мини-НПЗ) выросла до 76,6% (69,0% в 2005 году). Глубина переработки нефти составила 76,2%, а выход светлых нефтепродуктов – 50,2%.



Нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



В течение 2006 года российскими НПЗ проводились мероприятия по сокращению операционных затрат и повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности. Результатом этой работы стало сокращение безвозвратных потерь на заводах с 0,74 до 0,70%. Кроме того, среднесписочная численность работников российских НПЗ в 2006 году сократилась на 8,1% по сравнению с 2005 годом. Экономия, полученная от мероприятий по снижению затрат, составила более 35 млн долл.

Капитальные вложения в модернизацию российских НПЗ в 2006 году составили 533 млн долл., инвестиции – 2 млн долл.

На Волгоградском НПЗ в 2006 году было завершено строительство установки каталитического риформинга мощностью 1 млн т/год. Ее пуск позволяет снизить выход прямогонного бензина и увеличить выход автомобильного бензина с более высоким октановым числом. При этом доля высокооктановых автомобильных бензинов на заводе должна вырасти с 60 до 83% от общего объема их производства. Экономический эффект от строительства установки оценивается в 115 млн долл.

В 2006 году была продолжена подготовка к вводу в эксплуатацию установки изомеризации мощностью 385 тыс. т/год. Ее пуск запланирован на конец 2007 года. Новая установка позволит начать выпуск автомобильных бензинов, соответствующих стандартам Евро-3.

В 2006 году **на Пермском НПЗ** был разработан и внедрен ряд мер, направленных на более эффективную работу и снижение затрат на энергоресурсы. Экономический эффект от этих мероприятий оценивается в 13 млн долл.

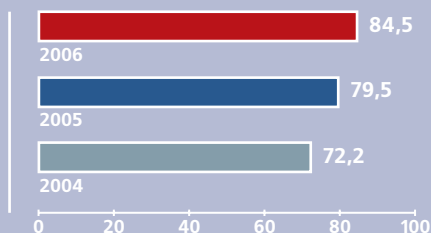
Была разработана программа реконструкции и обновления основных фондов и технологий Пермского НПЗ. Она предусматривает комплексное системное развитие нефтеперерабатывающих и вспомогательных мощностей на период до 2016 года в строгом соответствии с общими стратегическими целями группы «ЛУКОЙЛ». Основными задачами программы являются увеличение глубины переработки нефти, а также достижение качества продукции по спецификациям Евро-3 в 2009 году и Евро-4 в 2012.

На Ухтинском НПЗ в 2006 году закончено строительство второй очереди комплекса железнодорожной эстакады слива и налива нефти и нефтепродуктов. Мощность эстакады составляет 4 млн т/год.

Завершено также техническое перевооружение установки каталитического риформинга. В результате мощность установки увеличена с 300 до 380 тыс. т/год и снижена себестоимость производства бензинов. Экономический эффект от реконструкции установки превысил 16 млн долл.

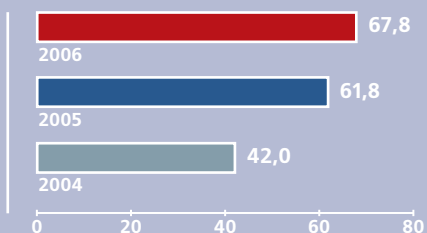
На Нижегородском НПЗ продолжалась комплексная реконструкция и модернизация, начатая в 2005 году. В эксплуатацию была введена установка изомеризации

Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов, %¹



¹ Без учета мини-НПЗ.

Доля дизельного топлива с содержанием серы 0,05% и менее в общем производстве дизельного топлива, %¹



бензинов. Проектная мощность установки по сырью составляет 440 тыс. т/год. Продуктом установки является высокооктановый компонент автомобильных бензинов – изомеризат. Его применение позволяет производить бензин с содержанием ароматических углеводородов не более 42%, бензола – не более 1% (стандарт Евро-3). Объем производства бензина по стандартам Евро-3 будет достигать 50% от общей выработки автомобильных бензинов на предприятии. Экономический эффект данного проекта оценивается в 75 млн долл.

Была завершена также модернизация атмосферного блока установки АВТ-6, в результате чего мощность установки увеличилась до 9 млн т/год. При этом пневматическая система управления на установке была заменена на электронную распределенную систему управления. Экономический эффект от этих мероприятий оценивается в 100 млн долл.

Кроме этого была проведена реконструкция установок гидроочистки. В результате появилась возможность снизить содержание серы во всем объеме производимого дизельного топлива до менее чем 50 ppm (стандарт Евро-4), а также начать производство дизельного топлива с содержанием серы менее 10 ppm (стандарт Евро-5).

Зарубежные НПЗ

В 2006 году на зарубежных НПЗ с учетом процессинга ЛУКОЙЛ переработал 11,08 млн т нефти, то есть на 1,0% меньше, чем в 2005 году. На собственных НПЗ Компании объем переработки составил 9,38 млн т нефтяного сырья, что на 6,0% ниже уровня предыдущего года. Снижение суммарных объемов переработки связано с закрытием Одесского НПЗ на реконструкцию в июле 2005 года. Без учета Одесского НПЗ рост объемов переработки на собственных зарубежных НПЗ Компании составил 9,3%. При этом средняя загрузка мощностей НПЗ в Плоешти (Румыния) и Бургасе (Болгария) составила в 2006 году 84,1%.

Глубина переработки нефти в среднем по зарубежным заводам увеличилась до 80,4% (77,5% в 2005 году). Выход светлых нефтепродуктов составил 66,1% (60,9% в 2005 году). Безвозвратные потери снизились с 1,07% в 2005 году до 0,99% в отчетном, что позволило сэкономить около 3,5 млн долл. Доля высокооктановых бензинов в общем объеме выпуска бензинов в 2006 году выросла по сравнению с 2005 годом с 98,6 до 100,0%. Такая динамика объясняется остановкой на реконструкцию Одесского НПЗ, показатели которого были ниже показателей других зарубежных НПЗ Компании.



Капитальные вложения в модернизацию зарубежных НПЗ составили в 2006 году 163 млн долл.

На **НПЗ в Бургасе** (Болгария) был проведен основной объем работ в рамках проекта строительства установки изомеризации нормального бутана. Ввод установки в эксплуатацию запланирован на 2007 год. Ее пуск позволит увеличить выработку сырья для установки серно-кислотного алкилирования, что в свою очередь приведет к росту производства высокооктанового компонента бензина – алкилата.

Был завершен проект по снижению выбросов в атмосферу соединений серы, что позволило улучшить экологическую обстановку в районе завода.

На **НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ** (Румыния) в 2006 году произведен пуск установки производства высокооктановых добавок МТБЭ/ТАМЭ¹. Строительство установки позволило значительно снизить затраты на закупку высокооктановых добавок для производства бензина. Экономический эффект от ввода установки в эксплуатацию оценивается в 40 млн долл.

В планах развития НПЗ стоит ряд проектов, направленных на повышение операционной эффективности существующих технологических процессов. Так, в связи со вступлением Румынии в ЕС и необходимостью производить биотоплива на предприятии планируется произвести адаптацию установки производства МТБЭ под производство ЭТБЭ¹.

В 2006 году на **Одесском НПЗ** (Украина) продолжалась реконструкция, на которую он был закрыт в августе 2005 года. Работы планируется завершить в конце 2007 года, после чего завод вновь будет введен в эксплуатацию. В ходе реконструкции будет построена установка висбрекинга, будут реконструированы установки АВТ и гидроочистки. Строительство установки висбрекинга позволит снизить выход мазута с 44 до 17% и увеличить выход вакуумного газойля с 5 до 29% (ранее значительная часть вакуумного газойля смешивалась для производства мазута с гудроном, который является сырьем для установки висбрекинга). В результате мощность завода по переработке нефти составит 2,8 млн т/год, глубина переработки увеличится с 56 до 78%, доля высокооктановых бензинов – с 82 до 97%, а индекс Нельсона завода возрастет с 3,2 до 4,7.

Производство масел

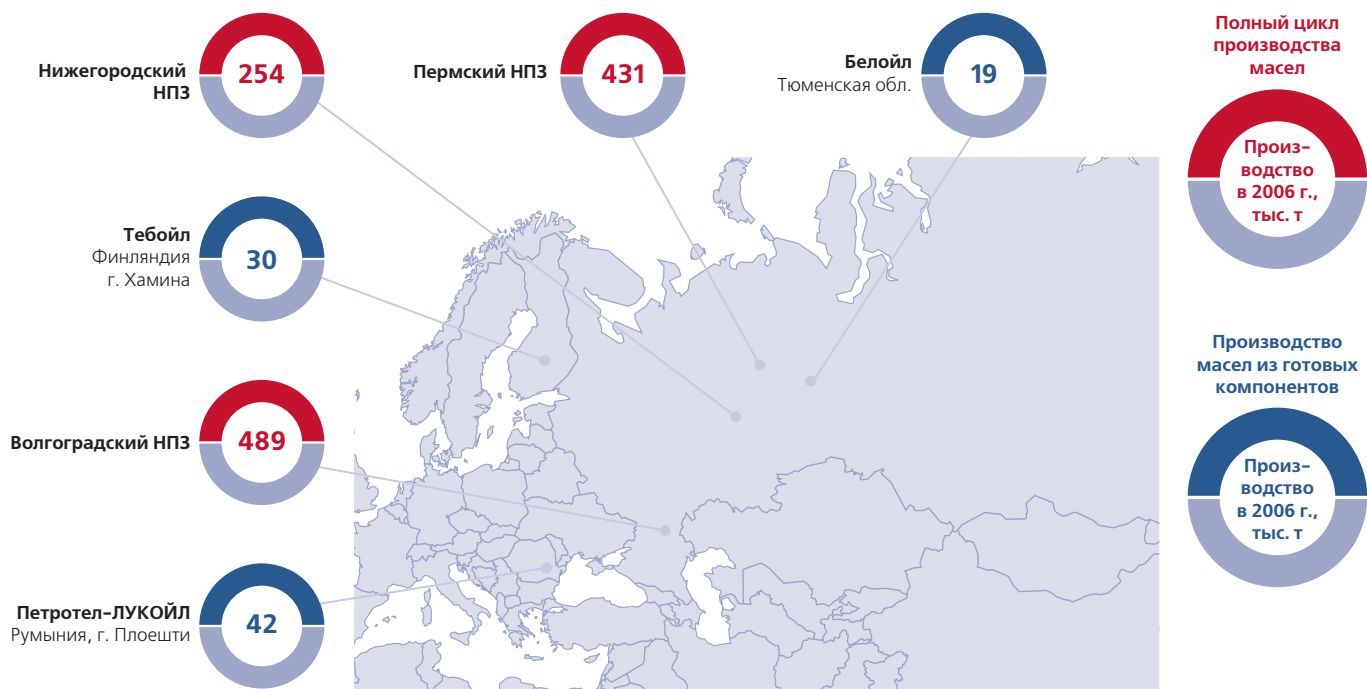
Производство и продажа масел являются важным направлением деятельности группы «ЛУКОЙЛ». Масла производятся на российских НПЗ Группы в Перми, Волгограде, Нижнем Новгороде. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общероссийском производстве масел превышает 40%. Компания занимается также смешением масел из готовых компонентов (собственных и покупаемых у третьих лиц) на заводах Белойл в России, Петротел в Румынии и Тебойл в Финляндии. ЛУКОЙЛ выпускает свыше 85 марок масел, отвечающих современным международным требованиям. Среди них – базовые масла (используются в качестве сырья для производства готовых к применению масел, смазок, присадок), промышленные масла для промышленного оборудования, моторные и трансмиссионные масла для всех видов транспорта.

В 2006 году производство масел на НПЗ Компании достигло 1,17 млн т, что на 5,3% больше, чем в 2005 году. Кроме того, объемы смешения и фасовки масел (в том числе произведенных на НПЗ Группы) на других заводах Компании составили около 90 тыс. т. В отчетном году начато производство базовых масел улучшенного качества, разработан ряд новых масел, проведена унификация рецептур на всех российских заводах Группы, снижено использование присадок сторонних производителей. Всего в течение года было начато производство 78 реформулированных и полностью новых продуктов.

В 2006 году было создано на паритетной основе совместное с белорусским заводом «Нафтан»

¹ МТБЭ (метил-трет-бутиловый эфир), ТАМЭ (трет-амил-метилловый эфир), ЭТБЭ (этил-трет-бутиловый эфир) – высокооктановые кислородосодержащие добавки к автомобильным бензинам. Они внедряются во всем мире с целью замены тетраэтилсвинца, а также для снижения содержания непредельных и ароматических углеводородов – экологически вредных компонентов автомобильного топлива. Кроме того, их использование обеспечивает более полное сгорание моторного топлива. ЭТБЭ является наиболее экологически чистой добавкой, производится из этилового спирта, получаемого путем ферментации натуральных сахаров тростника и других растений, и используется для выработки биотоплив.

Производство масел на заводах группы «ЛУКОЙЛ»

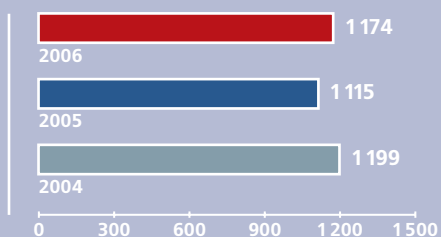


предприятие по производству присадок. Группа «ЛУКОЙЛ» внесла в уставный фонд предприятия денежные средства в размере 11,46 млн долл., а завод «Нафтан» – производственные мощности, включая строения, здания, сооружения, технологическое оборудование, резервуарные парки и другие материальные средства. Целью совместного предприятия является производство и реализация современных экономически эффективных присадок для масел, выпускаемых под маркой «ЛУКОЙЛ», а также проведение научно-исследовательских работ в этой области. В результате начала работы совместного предприятия в 3 квартале 2006 года использование присадок сторонних производителей в целом по Группе было существенно снижено. Планируется, что в среднесрочной перспективе совместное предприятие будет обеспечивать до 80% потребностей группы «ЛУКОЙЛ» в присадках.

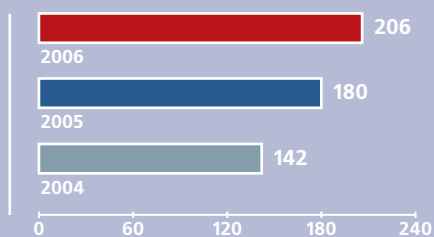
Непрерывное повышение качества масел Компании способствует их более широкому распространению. Так, например, в 2006 году масла «ЛУКОЙЛ» впервые начали применяться на конвейерах автозаводов «ВАЗ», «КАМАЗ», «МАЗ» в качестве масел первой заливки. А рост спроса на фасованные масла Компании (например, в 2006 году объем продаж фасованных масел в Беларуси вырос в 2,5 раза, а на Украине – на 65%) привел к увеличению их производства на 15% по сравнению с 2005 годом, или до 206 тыс. т.

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

Производство масел на НПЗ, тыс. т



Производство фасованных масел, тыс. т



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). Они созданы по самым передовым технологиям с использованием эффективных присадок фирм Shell Additives, Exxon, Lubrizol, Ethyl.

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 и были одобрены к применению.

заканчивая организацией утилизации отработанных масел. Это позволяет Компании реализовывать конечному потребителю более 80% производимой продукции.

Масла, производимые на предприятиях группы «ЛУКОЙЛ», реализуются более чем в 20 странах мира. Компания планирует значительно расширить сеть продаж фасованных масел в странах ближнего зарубежья, Прибалтике, а также в странах Юго-Восточной Азии. В 2006 году ЛУКОЙЛ вышел на новые рынки сбыта фасованных масел – Китай, Вьетнам, Монголия, Турция, Армения, Приднестровье.

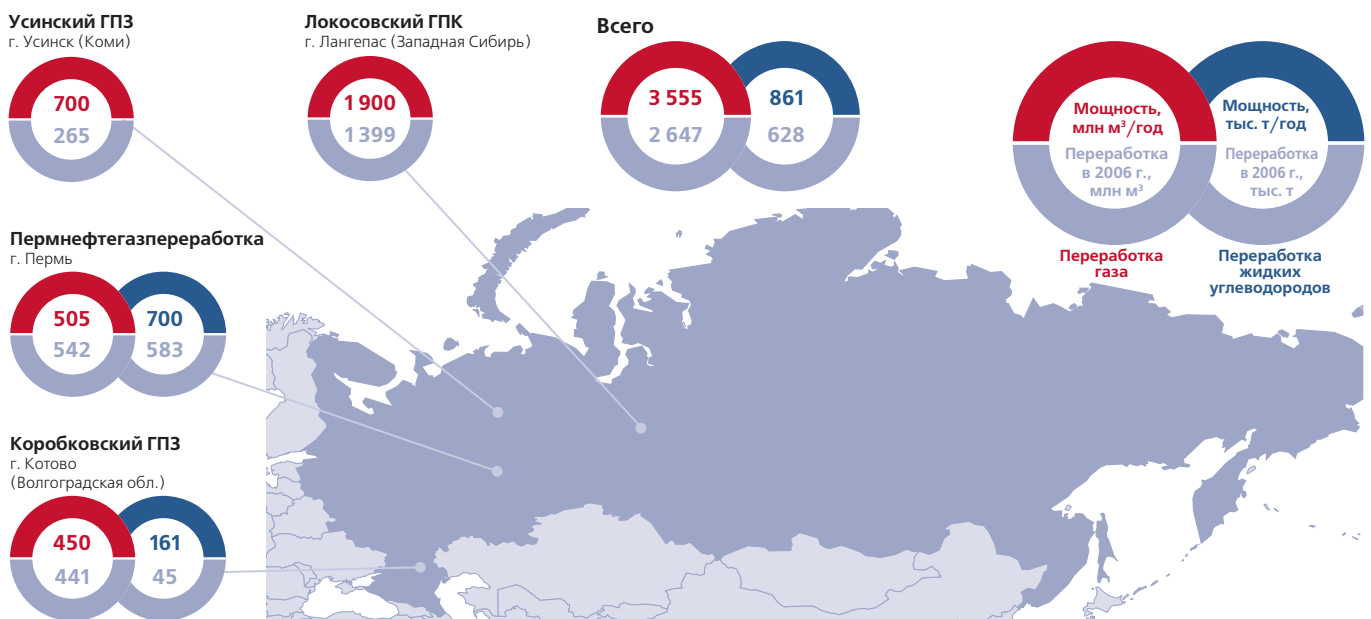
В июне 2005 года ЛУКОЙЛ вывел на российский рынок моторные масла под маркой Teboil. Этот шаг позволил разнообразить продукты Группы, представленные в России, и занять еще один, более дорогой сегмент рынка, предоставляя больший выбор покупателям. Благодаря уникальной рецептуре и пакету присадок масла Teboil идеально подходят для использования в зимних условиях, что обеспечивает высокий спрос на них со стороны российских потребителей. Объем поставок масел Teboil на российский рынок в 2006 году достиг 8,5 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 2006 году газоперерабатывающими заводами группы «ЛУКОЙЛ» переработано 2 647 млн м³ газового сырья и 628 тыс. т широкой фракции легких углеводородов. По сравнению с 2005 годом объем переработки газового сырья увеличился на 11%, широкой фракции легких

Газоперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



углеводородов – на 31%. На заводах было выработано 2 038 млн м³ отбензиненного газа. Было выработано также 705 тыс. т сжиженных газов, что на 23% больше, чем в 2005 году. Была произведена 631 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции, широкая фракция легких углеводородов), что на 22% больше по сравнению с 2005 годом.

В 2006 году была проведена реконструкция завода ООО «Пермнефтегазпереработка», в результате которой мощности по переработке широкой фракции легких углеводородов увеличились до 700 тыс. т/год. ЛУКОЙЛ

также завершил реконструкцию Локосовского завода. В результате его перерабатывающие мощности увеличились с 1,0 до 1,9 млрд м³/год попутного газа. Загрузка дополнительных мощностей будет осуществляться за счет снижения объемов продаж попутного газа ОАО «СИБУР Холдинг». В ходе реконструкции завод был подключен к магистральному газопроводу «Уренгой – Сургут – Челябинск». Это позволяет диверсифицировать направления реализации сухого отбензиненного газа, что особенно актуально в летний период в связи со снижением потребления газа Сургутской ГРЭС. Таким образом, было завершено создание полноценной системы переработки попутного нефтяного газа, добываемого в Западной Сибири.

Нефтехимия

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 в течение последних пяти лет планомерно увеличивает производство продукции с высокой добавленной стоимостью (полимеры, мономеры и продукция органического синтеза) и снижает производство продукции с низкой добавленной стоимостью (продукция пиролиза, топливные фракции). Так, в период с 2002 по 2006 годы производство полимеров, мономеров и продукции органического синтеза выросло на 11%, а производство продукции пиролиза и топливных фракций уменьшилось на 11%.

В 2006 году на нефтехимических предприятиях группы «ЛУКОЙЛ» было произведено 2 038 тыс. т товарной продукции, в том числе 798 тыс. т полимеров и мономеров, 648 тыс. т продукции органического синтеза и 584 тыс. т продукции пиролиза и топливных фракций. Компания произвела 447,3 тыс. т полиэтилена (на 4,8% меньше, чем в 2005 году), 232,5 тыс. т пропилена (на 2,7% меньше по сравнению с 2005 годом) и 70,2 тыс. т полипропилена (на 3,3% больше, чем в 2005 году). Общее снижение объемов нефтехимического производства в 2006 году стало следствием проведения планового ремонта на нефтехимических заводах Группы.

В отчетном году на рынке нефтехимической продукции сложилась благоприятная ценовая конъюнктура. Так, рыночная цена полиэтилена в России увеличилась на 17%, в Европе – на 22%; цены реализации полипропилена в России и Европе выросли на 16 и 13% соответственно. По сравнению с 2005 годом рыночная цена бензола в России увеличилась на 21%, а в Европе – на 12%. Чистая прибыль нефтехимического сектора составила 96 млн долл.

В рамках реализации стратегии развития нефтехимического сектора группы «ЛУКОЙЛ» в 2006 году осуществлялась реализация мероприятий, направленных на модернизацию существующих и создание новых производств. Капитальные расходы Группы в нефтехимическом секторе составили 172 млн долл.

В 2006 году ЛУКОЙЛ продолжил строительство полипропиленового производства на **ООО «Ставролен»**. Ввод в эксплуатацию установки по производству полипропилена проектной мощностью 120 тыс. т/год состоялся в 1 квартале 2007 года. Данная установка – первый объект такого рода в составе нефтехимического комплекса Компании. Пропилен, являющийся основным видом сырья для установки, производится на ООО «Ставролен» и подается на установку по трубопроводу. Технологический процесс «Юнипол», на котором основан проект установки, разработан компанией DOW Chemicals (США). 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

Нефтехимические заводы группы «ЛУКОЙЛ»

Предприятия нефтехимии

ООО «Саратоворгсинтез»

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

ООО «Ставролен»

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

ООО «Карпатнефтехим»

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

НПЗ с нефтехимическими производствами

ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас

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



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. Новая установка позволит полностью обеспечить потребности российского рынка в современных марках полипропилена.

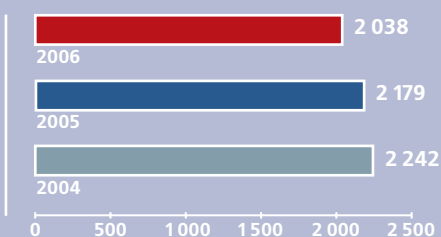
На ООО «Саратоворгсинтез» велось строительство установки по производству цианида натрия мощностью 15 тыс. т/год. Ввод установки в эксплуатацию намечен на 2 квартал 2007 года. Процесс производства цианида натрия основан на технологии компании DuPont, которая отличается высокой надежностью и безопасностью. 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 импорт-

ными поставками. В 2006 году на заводе была также проведена реконструкция колонны по производству фенол-ацетона с целью улучшения технико-экономических показателей фенольного производства.

В 2007 году на ООО «Карпатнефтехим» планируется строительство производства хлора и каустика по мембранной технологии, которая позволит получать до 200 тыс. т/год каустической соды. Намечается также строительство установки по производству суспензионного поливинилхлорида мощностью 300 тыс. т/год. Интеграция этого производства с производством винилхлорида значительно повысит общую эффективность производства.

Одним из основных проектов, который планируется реализовать в ближайшие годы, является строительство Каспийского газохимического комплекса. Он будет использовать ресурсы природного газа и газового конденсата, добываемого группой «ЛУКОЙЛ» 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 2006 году проводилась разработка технико-экономического обоснования создания комплекса. Завершить ее планируется во 2 квартале 2007 года.

Производство нефтехимической продукции, тыс. т



Сбыт нефтепродуктов

Оптовая торговля нефтепродуктами

В России оптовую торговлю нефтепродуктами осуществляют НПЗ и 8 организаций нефтепродуктообеспечения Группы, которые работают в 60-и регионах страны. Объем оптовых продаж нефтепродуктов в России в 2006 году составил 15,16 млн т, что на 7,7% меньше, чем в 2005 году.

В 2006 году из России на экспорт в ближнее и дальнее зарубежье было отгружено 20,5 млн т нефтепродуктов (на 23,5% больше, чем в 2005 году). В структуре экспорта нефтепродуктов 37,4% приходится на дизельное топливо, 28,6% – на мазут, 19,3% – на вакуумный газойль, 5,0% – на прямогонный бензин, 3,3% – на масла и 6,4% – на прочие нефтепродукты.

Основным видом транспорта при поставке нефтепродуктов на экспорт является железнодорожный, которым в 2006 году экспортировано 82,9% 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. Экономический эффект от проведенных мероприятий составил более 30 млн долл. Экспорт нефтепродуктов осуществляется также водным и трубопроводным транспортом.

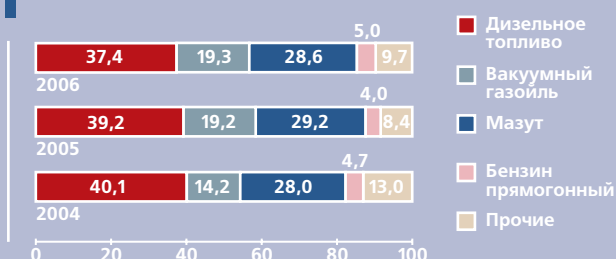
В 2006 году ЛУКОЙЛ продолжил развивать собственные экспортные терминалы, позволяющие существенно сократить транспортные затраты и сделать транспортные схемы более гибкими. Так, в отчетном году Компания завершила строительство третьей очереди терминала в Высоцке на северо-западе России. С 2005 года через терминал экспортируются исключительно нефтепродукты. Они

поставляются в Западную Европу, США, Юго-Восточную Азию. Объем перевалки нефтепродуктов через терминал в 2006 году составил 9,2 млн т. В апреле 2007 года было подписано соглашение с ОАО «РЖД» об увеличении пропускной способности железной дороги в направлении Высоцка до 12 млн т/год. Проектная мощность терминала составляет почти 15 млн т/год. Терминал в Высоцке позволил только в 2006 году сэкономить на транспортных расходах около 300 млн долл. за счет отказа от альтернативных поставок нефтепродуктов через порты прибалтийских стран.

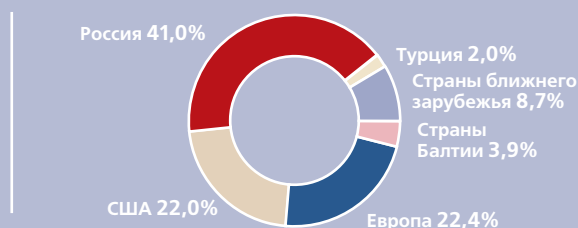
ЛУКОЙЛ активно развивает сегмент международной торговли нефтепродуктами, увеличивая масштабы и географическую диверсификацию этой деятельности. Компания торгует не только продукцией собственного производства, но и продукцией третьих лиц. Торговые офисы группы «ЛУКОЙЛ» расположены в 15 странах мира, оптовые продажи нефтепродуктов осуществляют также зарубежные НПЗ Компании и зарубежные сбытовые общества. Одной из стратегических задач Компании в этой области является рост поставок нефтепродуктов напрямую конечным потребителям, минуя сторонних трейдеров. Объем оптовых продаж нефтепродуктов на международном рынке в 2006 году составил 57,56 млн т, что на 16,2% больше по сравнению с 2005 годом.

В 2006 году ЛУКОЙЛ осуществлял поставки нефтепродуктов (в том числе арбитражные) на рынки Европы, США, АТР, а также наращивал объемы продаж в новых регионах – Африке, Латинской Америке, на Ближнем Востоке. С целью обеспечения наиболее полного соответствия запросам потребителей и требованиям к качеству нефтепродуктов Компания также занимается брендингом нефтепродуктов на основных рынках сбыта.

Структура экспорта нефтепродуктов, %



Структура реализации нефтепродуктов Компанией (опт и розница, 2006)



Розничная торговля нефтепродуктами

Сбытовая сеть Компании охватывает 19 стран мира, включая Россию, страны ближнего зарубежья и государства Европы (Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина, Болгария, Венгрия, Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Сербия, Румыния, Македония, Кипр, Турция), а также США, и насчитывает 200 объектов нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 3,12 млн м³ и 5 793 автозаправочных станций (включая франчайзинговые).

В 2006 году розничные продажи продолжали расти: через АЗС Компании было реализовано 11,17 млн т нефтепродуктов, что на 4,7% больше, чем в 2005 году. Рост розничных продаж был достигнут прежде всего за счет роста средней реализации через одну АЗС. Этому способствовали благоприятное макроэкономическое окружение и оптимизация сбытовой сети.

Оптимизация сбытовой сети, продолжавшаяся в 2006 году, заключалась прежде всего в выводе из состава Группы низкоэффективных АЗС и нефтебаз. Так, в России была продана 41 низкоэффективная АЗС и ликвидированы 11. В США выведены из состава Группы 122 низкоэффективных АЗС. В Европе было сокращено количество АЗС с продажами менее 1 т/сут и на 24% выросло количество АЗС со среднесуточной реализацией от 5 т/сут и выше.

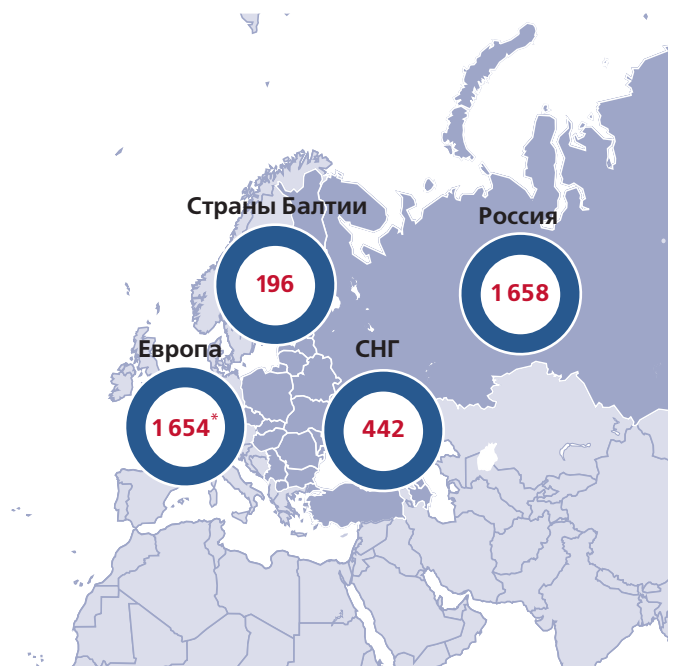
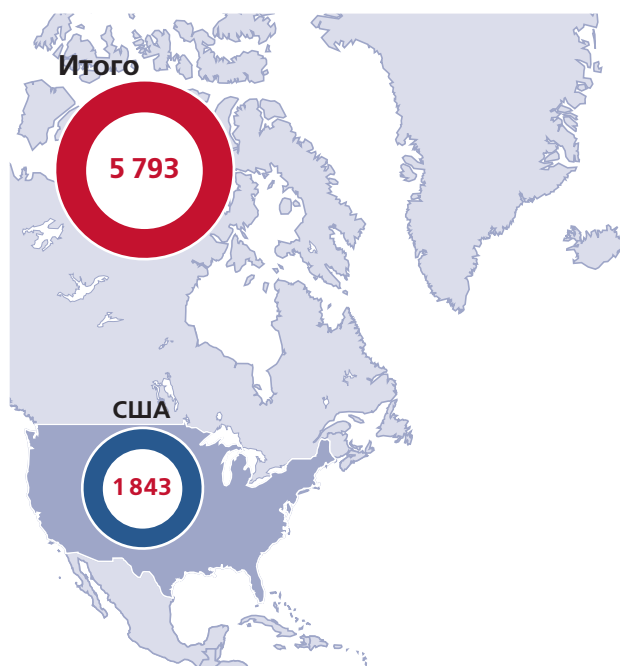
Были продолжены также строительство, приобретение высокоэффективных станций и реконструкция имеющихся. Были построены 155 АЗС, реконструированы 148, приобретены 114. Капитальные вложения и инвестиции в сектор розничной торговли в 2006 году составили 553 млн долл. В результате среднесуточная реализация через одну АЗС (собственную и арендованную) в среднем по Группе выросла до 7,2 т.

В среднесрочной перспективе объемы розничной реализации продолжают расти благодаря дальнейшей оптимизации и развитию сбытовой сети, а также благодаря новым крупным приобретениям.

Так, в 2006 году было приобретено 41,81% акций ОАО «Удмуртнефтепродукт», в состав которого входят более 100 АЗС и 9 нефтебаз в Удмуртии. Сумма сделки составила 25 млн долл. Таким образом, ЛУКОЙЛ вышел на новый перспективный рынок, объем которого оценивается в 350 тыс. т/год светлых нефтепродуктов.

В конце 2006 года ЛУКОЙЛ подписал договор о приобретении у ConocoPhillips розничного бизнеса, состоящего из 376 АЗС в шести странах Европы. Приобретенные активы включают 156 АЗС в Бельгии, 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 настоящее время АЗС работают под брендом «Jet» и должны быть

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ»



* Включая АЗС «Петрол-Болгария».



переведены на бренд «ЛУКОЙЛ» в течение одного года в Финляндии и в течение двух лет в остальных странах. Окончательное оформление сделки, включая получение одобрения со стороны Европейской комиссии по конкуренции, планируется завершить во втором квартале 2007 года.

Россия

Розничная сеть Компании в России включает 1 658 АЗС (в том числе франчайзинговые) и 125 объектов нефтебазового хозяйства с резервуарной емкостью 1,71 млн м³. Автозаправочные станции и нефтебазы оперируются 8-ю организациями нефтепродуктообеспечения, осуществляющими свою деятельность в 60 субъектах РФ.

Объем розничной реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке за 2006 год составил 4,00 млн т (на 12,6% больше, чем в 2005 году). Капитальные вложения и инвестиции в российский сектор розничной торговли составили 234 млн долл., в том числе были построены 42 новых АЗС, реконструированы 73, приобретены 45. Кроме того, велись реконструкция и модернизация нефтебазового хозяйства.

В рамках проводимой программы оптимизации сбытовой сети в 2006 году были выведены из эксплуатации (проданы, ликвидированы, законсервированы) 24 низкорентабельных объекта нефтебазового хозяйства и 52 АЗС. В результате среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС возросла почти на 7% и достигла 8,1 т/сут.

Значительным шагом в развитии сектора сбыта в России стало начало продажи фирменных автомобильных бензинов под брендом «ЭКТО» (экологическое топливо). Новые бензины по своим свойствам полностью соответствуют стандарту Евро-3 и превышают требования российского законодательства. Для улучшения эксплуатационных свойств в бензины «ЭКТО» на нефтебазах вводится многофункциональный пакет присадок, способствующий улучшению моющих, антикоррозионных и других свойств. Новые бензины пользуются повышенным спросом у потребителей. Так, ежемесячный объем реализации бензинов «ЭКТО» вырос с апреля по декабрь 2006 года почти в 20 раз и достиг 30,3 тыс. т в месяц. На конец 2006 года бензины «ЭКТО» продавались в Центральном, Приволжском, Северо-Западном федеральных округах России. С ноября 2006 года под брендом «ЭКТО» реализуется и фирменное дизельное топливо.

Сравнительная таблица характеристик бензина «ЭКТО», требований стандарта Евро-3, требований Москвы, требований РФ

| Основные показатели | ЭКТО | EN 228:1999 Евро-3 | Требования в г. Москва | Требования в РФ ГОСТ Р 51105-97 |
|--------------------------------|------|--------------------|------------------------|---------------------------------|
| Содержание серы, ppm, не более | 150 | 150 | 150 | 500 |
| Содержание ароматики, % | 42 | 42 | 42 | не нормируется |
| Содержание бензола, % | 1,0 | 1,0 | 3,0 | 5,0 |
| Содержание олефинов, % | 18 | 18 | не нормируется | не нормируется |

Усилия Компании в области экологии, качества продукции и сервиса были высоко оценены Правительством Москвы. В 2006 году АЗС Компании получили «Экологический знак» в соответствии с постановлением Правительства Москвы о внедрении моторного топлива, присадок и масел с улучшенными экологическими характеристиками. Наличие «Экологического знака» является дополнительным свидетельством соответствия моторного топлива и оборудования АЗС Компании высоким экологическим требованиям.

В 2006 году продолжалось развитие сети заправок автотранспорта по единой топливной карте «ЛИКард». Сеть расширилась на 10,8% и по состоянию на конец 2006 года охватывала 2 179 АЗС. Количество находящихся в обращении карт возросло в два раза и достигло 1,17 млн штук. По ним было реализовано 1,55 млн т нефтепродуктов (почти на 45% больше, чем в 2005 году).

В отчетном году ЛУКОЙЛ утвердил Программу развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг на российских АЗС Компании до 2014 года. Программа предусматривает, что к 2014 году товарооборот нетопливных товаров и услуг возрастет почти в 5 раз, а их доля в операционной прибыли АЗС Компании составит около 20%. В ходе реализации Программы Компания планирует внедрять новые эффективные форматы АЗС в городах, на трассах и в сельской местности, развивать ассортиментный ряд в магазинах и кафе, оптимизировать комплекс дополнительных услуг при АЗС. По результатам 2006 года товарооборот нетопливных товаров российских АЗС группы «ЛУКОЙЛ» вырос почти на 25% и составил около 90 млн долл. Развитие нетопливного бизнеса является важным фактором позиционирования ОАО «ЛУКОЙЛ» как Компании европейского уровня, ориентированной на клиента.

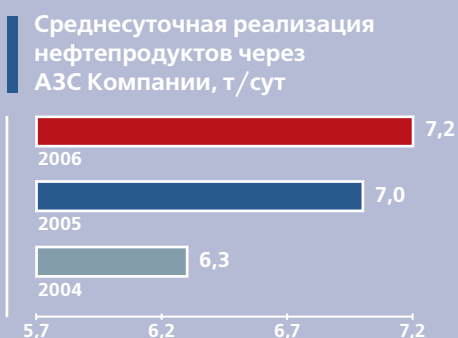
Зарубежье

Розничная сеть Компании в Европе, странах ближнего зарубежья и США состоит из 4 135 АЗС (в том числе франчайзинговых) и 75 нефтебаз с резервуарной емкостью 1,41 млн м³. В отчетном году было построено 113 новых АЗС, приобретено 69 и реконструировано 75. Капитальные вложения в международный сектор розничной торговли составили в 2006 году 319 млн долл.

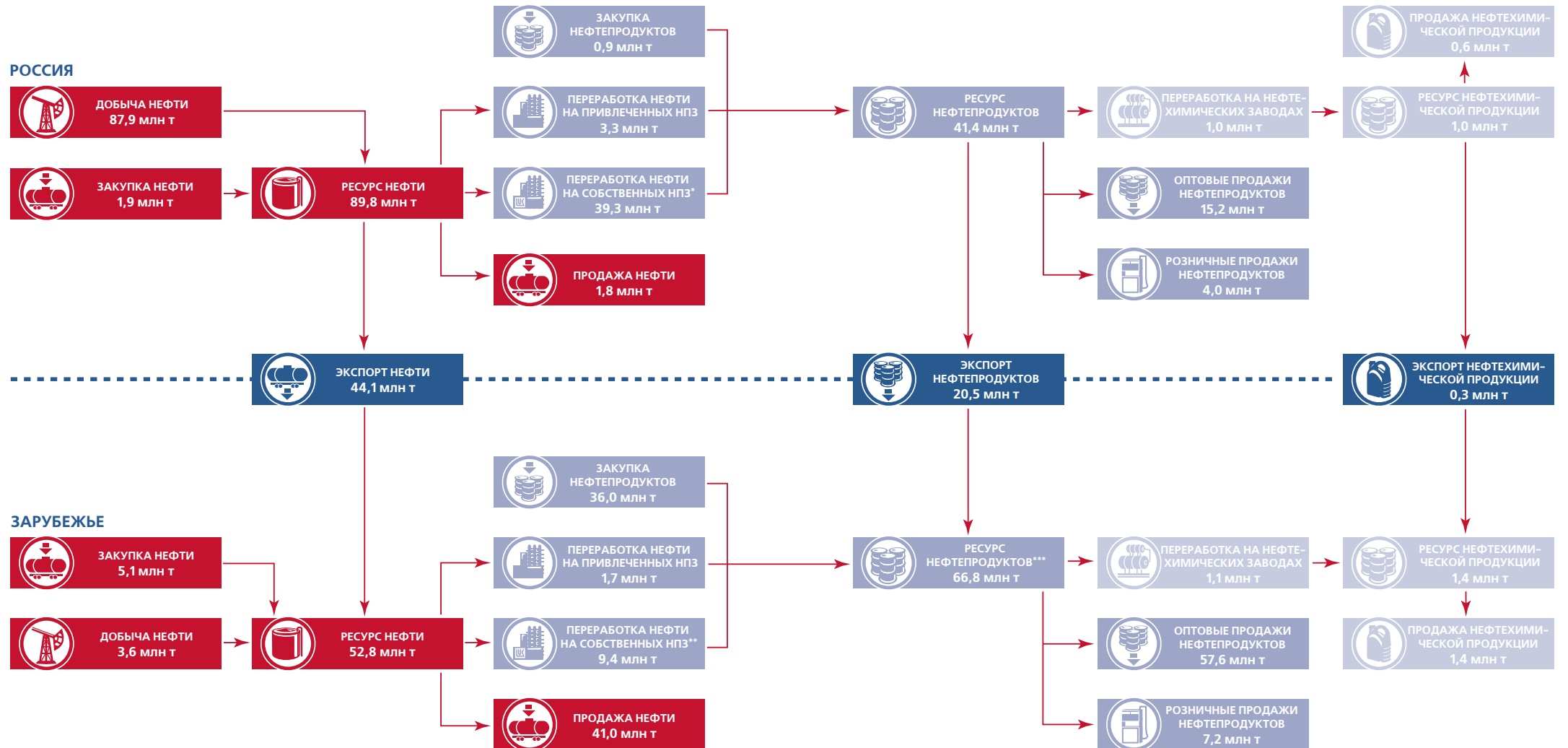
Объем розничных продаж нефтепродуктов на международных рынках в 2006 году составил 7,17 млн т (на 0,8% больше, чем в 2005 году). Благодаря оптимизации сбытовой сети среднесуточная реализация нефтепродуктов через одну АЗС в Европе и странах ближнего зарубежья выросла более чем на 12% и достигла 5,5 т/сут. В США реализация на одну АЗС составила 8,1 т/сут.

В отчетном году ЛУКОЙЛ открыл свою первую АЗС в Македонии. По итогам года среднесуточная реализация через новую АЗС составила более 16 т/сут. Компания планирует в течение четырех лет открыть в стране 40 АЗС. Они будут обеспечиваться поставками нефтепродуктов с НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» в Болгарии и Румынии.

В 2006 году группа «ЛУКОЙЛ» и словенская компания «Петрол» заключили рамочное соглашение о создании совместного предприятия для реализации нефтепродуктов на территории Балканских стран. Компании «Петрол» будет принадлежать 51% участия в новом СП, группе «ЛУКОЙЛ» – 49%. Предполагается, что Петрол внесет в уставный капитал СП акции четырех компаний, владеющих АЗС в Словении, Хорватии, Боснии и Сербии. ЛУКОЙЛ в свою очередь внесет акции дочерних компаний «ЛУКОЙЛ-Беопетрол» (Сербия) и «ЛУКОЙЛ-Македония».



Товарный баланс дочерних обществ группы «ЛУКОЙЛ» (2006)

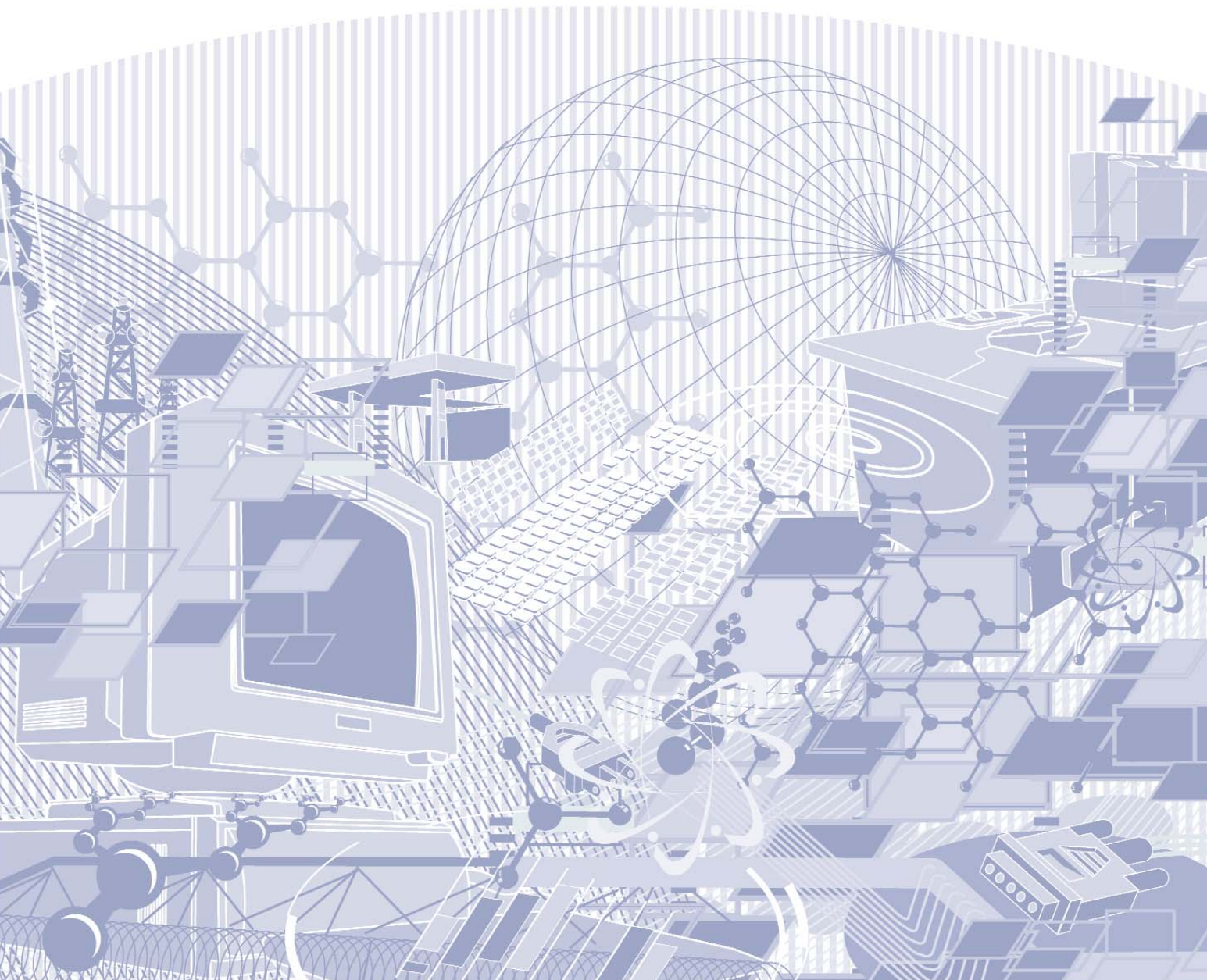


В статье «Ресурс нефти» приведен ресурс до собственного потребления и потерь при транспортировке. Остальные статьи товарного баланса приведены с учетом потерь, возникающих при переработке, транспортировке и хранении, а также с учетом изменения запасов готовой продукции.

* Без учета переработки нефти на мини-НПЗ.

** Без учета переработки мазута на НПЗ в Бургасе.

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



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.

По показателю коммерциализации объектов интеллектуальной собственности (более 40%) группа «ЛУКОЙЛ» занимает ведущие позиции среди российских и зарубежных компаний.

Благодаря инновациям ЛУКОЙЛ добивается значительных успехов в сфере защиты окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

В 2006 году объем финансирования НИОКР составил около 20 млн долл. 92% работ пришлось на бизнес-сегмент «Геологоразведка и добыча», 4% – на бизнес-сегмент «Переработка и сбыт», 4% – на прочие виды деятельности (охрана окружающей среды, промышленная безопасность, финансы и инвестиции). Экономический эффект от использования результатов НИОКР в 2006 году оценивается в 35 млн долл.

Технологии в сфере геологоразведки и добычи

В секторе разведки и добычи основной объем НИОКР в 2006 году 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 по месторождениям ОАО «ЛУКОЙЛ» доля добычи нефти за счет применения различных технологий воздействия на нефтяные пласты составляет более 20% от общего объема добычи.

В 2006 году по Компании выполнено 5 274 операции ПНП (на 4,4% больше, чем в 2005 году). Компания применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения методов ПНП составила 24,2 млн т, что на 9,5% больше, чем годом ранее. В целом по группе «ЛУКОЙЛ» доля дополнительной добычи за счет ПНП составила более 25% от общей добычи нефти.

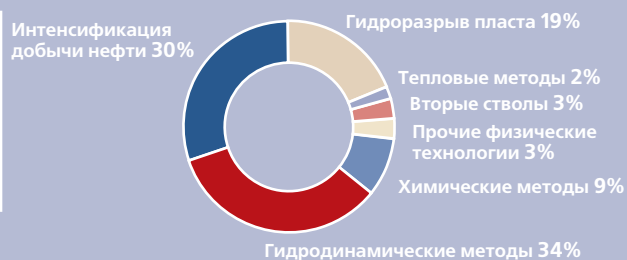
Основной объем дополнительной добычи (14,7 млн т, или 60,7%) получен за счет физических методов, в первую очередь за счет гидроразрыва пласта (ГРП). В целях совершенствования технологии ГРП на месторождениях Западной Сибири Компания приступила к использованию технологии глубокопроникающего гидроразрыва пласта (в октябре 2006 года проведен гидроразрыв с закачкой 150 т проппанта), технологии селективного ГРП с применением различных водоизолирующих композиций и варьированием объемов закачки водоизолирующих составов, а также технологии ГРП в горизонтальных скважинах и боковых стволах с горизонтальным окончанием. Первые результаты обеспечили увеличение дебитов в 2–2,7 раза большее, чем по стандартной технологии.

В отчетном году получены положительные результаты при проведении кислотного ГРП и ГРП с закачкой проппанта более 30 т на месторождениях Предуралья, где среднесуточные приросты дебитов от проведения данных мероприятий составили 15 и 17 т/сут соответственно.

За счет других методов ПНП (гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи нефти) было добыто 9,5 млн т. Анализ результатов применения различных методов ПНП выявил высокую эффективность химических методов в области предотвращения роста обводненности скважин. В связи с этим в 2006 году внедрение химических технологий возросло по сравнению с 2005 годом почти в два раза (с 276 до 494 операций). В 2007 году предусмотрен дальнейший рост объемов внедрения химических технологий, до 1 000 операций.

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение боковых (вторых) стволов на существующих

Структура методов ПНП, использованных группой «ЛУКОЙЛ» (2006)

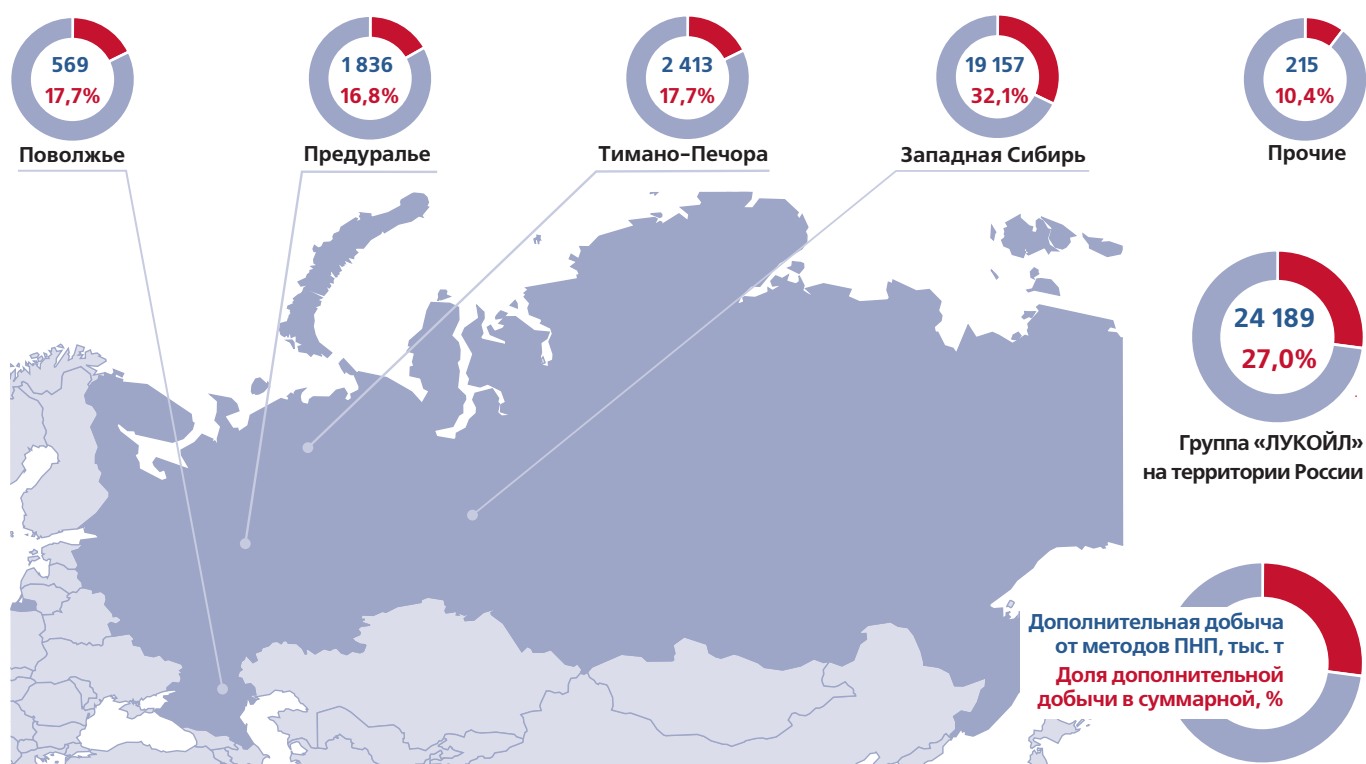


Структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПНП (2006)





Эффект от применения методов ПНП в России (2006)



скважинах. В 2006 году произошло увеличение объемов работ по бурению вторых стволов скважин. В эксплуатацию введено 146 боковых стволов (в 2005 году – 102 боковых ствола) со средним приростом дебита 25,9 т/сут. Дополнительная добыча составила 494,0 тыс. т, что на 15,7% больше, чем в 2005 году.

В Предуралье закончены опытно-промысловые работы по радиальному бурению (бурение боковых стволов малого диаметра). При относительно низких затратах бурение радиальных каналов из существующих скважин позволяет как интенсифицировать добычу, так и вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы. Результаты такого

бурения подтвердили перспективность технологии по карбонатным коллекторам: прирост дебита составил от 6 до 25 т/сут. В 2007 году запланировано перейти от опытно-промысловых работ к радиальному бурению в промышленных масштабах.

Кроме того, для увеличения эффективности добычи нефти применяется бурение горизонтальных скважин, обеспечивающих рост продуктивности скважин в 1,5–2 раза. В 2006 году средний дебит горизонтальных скважин составил 110,4 т/сут. Наибольшая эффективность по горизонтальным скважинам получена на Кравцовском месторождении на шельфе Балтийского моря, где дебит достиг 196,7 т/сут.

Технологии в сфере нефтепереработки

В бизнес-сегменте «Переработка нефти и газа и нефтехимия» выполнялись исследования по разработке и испытанию новых видов топлива и масел. Производство продукции с большей добавленной стоимостью приносит дополнительную прибыль Компании, а современное высокотехнологичное оборудование снижает затраты на переработку. Благодаря новейшим технологиям мы постоянно улучшаем качество своей продукции в интересах потребителей и охраны окружающей среды.

В 2006 году ЛУКОЙЛ начал производство бензина, соответствующего требованиям европейского стандарта Евро-3. Это стало возможным в результате пуска в эксплуатацию установки изомеризации на Нижегородском НПЗ.

В результате тщательного анализа существующих технологий изомеризации специалистами Компании был выбран процесс «Пар-Изом». Его разработчиком является фирма UOP Ltd. (США), которая предоставила технологию, катализатор и базовый проект реконструкции установки. Продуктом установки 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.

Реализация новых бензинов осуществляется под специально разработанным брендом «ЭКТО» (экологическое топливо). Для улучшения эксплуатационных свойств в новые автомобильные бензины на нефтебазах дополнительно вводится многофункциональный пакет присадок, способствующий улучшению моющих, антикоррозионных и других свойств. С конца 2006 года под брендом «ЭКТО» реализуется и фирменное дизельное топливо. Реализация фирменного топлива является инновацией для России. Практика получения фирменных топлив путем добавления на нефтебазах присадок в базовое топливо является общепризнанной в странах Западной Европы. По данной технологии работают такие компании, как Shell, BP, Neste, Teboil и многие другие.

ЛУКОЙЛ уделяет серьезное внимание развитию передовых технологий производства масел и присадок. В этой сфере 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 рецептур. Эта работа ведется специалистами Компании в тесном сотрудничестве с научными центрами России. В 2006 году было начато производство 78 полностью новых и реформулированных продуктов. 13 новых продуктов проходят испытания, 35 находятся в стадии разработки.

Энергосберегающие технологии

В 2006 году в целях сокращения затрат энергоресурсов на производственную деятельность была разработана и реализована корпоративная Программа энергосбережения. Результатом ее реализации стала экономия топливно-энергетических ресурсов на сумму около 14 млн долл., что на 10% превысило показатель 2005 года.

В 2006 году завершено внедрение корпоративной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии во всех дочерних обществах Компании. Эта система позволяет за счет дифференцированного расчета по трем тарифным зонам в течение суток и повышения точности учета снизить затраты на приобретение электроэнергии, а также оперативно отслеживать состояние схемы электроснабжения Компании. Таким образом, выполнена главная задача по обеспечению качественного учета электроэнергии и перехода на тарифы, дифференцированные по зонам суток. Кроме того, система учета электроэнергии

обеспечила технические условия для вывода обществ на оптовый рынок электроэнергетики.

ЛУКОЙЛ активно развивает собственную электроэнергетику, что позволяет существенно экономить на приобретении электроэнергии и повышать уровень утилизации нефтяного газа за счет его использования в качестве топлива на газовых электростанциях. Российским дочерним обществам Компании (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ОАО «РИТЭК», ООО «Пермнефтегазпереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ-Север») принадлежат 36 электростанций. В 2006 году они обеспечили производство 356,6 млн кВт·ч, или 3,4% всех потребностей Компании в электроэнергии, используемой для производственных нужд на территории России. В международных проектах, в которых участвует Компания, также используются газовые электростанции. Их суммарная мощность составляет 238,0 МВт.

Информационные технологии

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 2006 года ИСУ эксплуатировалась в четырех добывающих и перерабатывающих обществах Группы. В отчетном году ИСУ была внедрена еще в четырех добывающих (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь, ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть, ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть, ЛУКОЙЛ-Север) и трех перерабатывающих (Нижегородский, Ухтинский, Волгоградский НПЗ) обществах. Началась также опытно-промышленная эксплуатация ИСУ в компании «ЛЛК-Интернешнл»,

занимающейся масляным бизнесом Группы. Кроме того, проводились работы по дальнейшей разработке и внедрению ИСУ на сбытовых и торговых предприятиях, в том числе в ЛИТАСКО. В 2006 году продолжилось внедрение 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.



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

В своей деятельности ЛУКОЙЛ придерживается высочайших стандартов охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Компания осознает свою ответственность перед обществом за сохранение благоприятной экологической обстановки и рациональное использование ресурсов. Поэтому мы стремимся повышать уровень экологической безопасности производственных объектов, сокращать техногенную нагрузку на природу и наиболее рационально использовать природные ресурсы, вовлекаемые в производство, а также находящиеся в регионах деятельности Компании. При этом обеспечение экологической безопасности охватывает все стадии реализации проектов – от инвестиционного замысла до ликвидации производств и оборудования.

В 2006 году Компания осуществляла планомерную работу по обеспечению экологической безопасности деятельности в соответствии с требованиями национальных законодательств и международными стандартами. Значительные усилия были направлены также на повышение качества выпускаемой продукции, все большая доля которой отвечает самым современным экологическим требованиям.

Природоохранная деятельность Компании осуществляется в соответствии с «Системой управления охраной

окружающей среды ОАО «ЛУКОЙЛ». Эта система сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001. В 2006 году успешно пройден очередной надзорный внешний аудит систем управления охраной окружающей среды.

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 2006 году группой «ЛУКОЙЛ» затрачено около 380 млн долл. (320 млн долл. в 2005 году), в том числе капитальные вложения в природоохранные объекты составили около 150 млн долл. В результате целый ряд показателей по воздействию предприятий Компании на окружающую среду оказался меньше средних по отрасли в России, а по отдельным показателям мы стали лучшими.

По данным экологического рейтинга, подготовленного общественной экологической организацией «Международный социально-экологический союз» и Независимым экологическим рейтинговым агентством, группа «ЛУКОЙЛ» удерживает место в тройке лидеров по

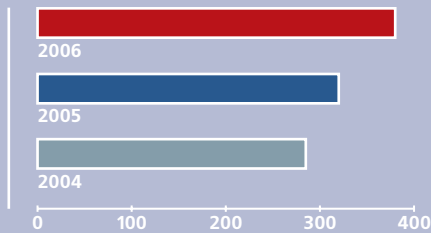
Компания работает в условиях жесткого государственного и общественного контроля за охраной окружающей среды, а также реформы природо-ресурсного и природоохранного законодательства в России и других странах.

В 2006 году:

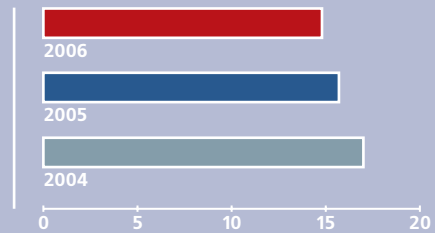
- * в соответствии с решением саммита «Большой восьмерки» усилен экологический контроль за объектами топливно-энергетического комплекса. Во всех организациях группы «ЛУКОЙЛ» проведены проверки исполнения требований законодательства
- * с 1 января 2007 года вступили в силу новые Водный, Лесной и Градостроительный кодексы Российской Федерации
- * повышены российские ставки штрафных санкций за нарушения законодательства, связанные с использованием животного и растительного мира, несоблюдением режима особо охраняемых природных территорий и др.

- * в России вступили в силу новые положения о государственной лесной охране, положения о социально-гигиеническом мониторинге, порядок расчета и согласования платежей за загрязнение окружающей среды, порядок осуществления государственного земельного контроля
- * законодательные власти России активно обсуждали проекты Экологического кодекса, законов «Об экологическом контроле», «О платё за негативное воздействие на окружающую среду», «О недрах», документов, направленных на обеспечение исполнения Россией положений Киотского протокола, проекты 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

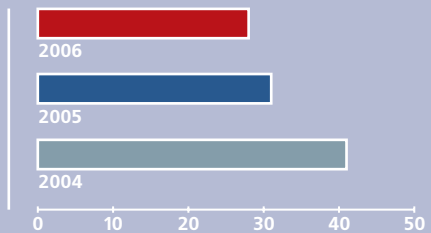
Затраты на охрану окружающей среды, млн долл.



Сброс загрязненных сточных вод, млн м³



Количество аварий с предъявленным экологическим ущербом, шт.



Площадь загрязненных земель, га



снижению уровня экологических издержек с 2000 года. Для составления рейтинга была изучена деятельность 75 крупнейших российских компаний и около 500 входящих в них предприятий.

В 2006 году в целях повышения эффективности природоохранной деятельности в организациях Группы проводилась работа по внедрению единого стандарта экологического контроля. Его использование позволит создать единую вертикально интегрированную систему производственного экологического контроля Компании. Продолжалась также разработка проекта Корпоративной стратегии создания инновационного механизма привлечения инвестиций на предприятия группы «ЛУКОЙЛ» с

использованием эколого-экономических механизмов Киотского протокола. Эта стратегия предусматривает снижение выбросов парниковых газов Компанией в целом, а также продажу российскими предприятиями Группы квот на выбросы на рынке либо их переуступку зарубежным организациям Группы.

Компания уделяет огромное внимание предотвращению негативного воздействия на природу своих добывающих производств, утилизации попутного нефтяного газа, очистке сточных вод, сокращению опасных отходов производства и рекультивации земель. Разрабатываются и внедряются новейшие технологии, обеспечивающие высокоэффективную и безопасную деятельность по





добыче нефти и газа. Так, проводится постоянное спутниковое наблюдение за экологической обстановкой в Балтийском море, где ЛУКОЙЛ разрабатывает Кравцовское месторождение.

ЛУКОЙЛ осознает, что улучшению экологической обстановки в значительной степени способствует расширение выпуска высококачественной продукции. Поэтому более 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 начале 2006 года ЛУКОЙЛ начал производство бензина, соответствующего требованиям европейского стандарта Евро-3. Это стало возможным в результате введения в эксплуатацию установки изомеризации на Нижегородском НПЗ. Новый бензин, продаваемый под брендом «ЭКТО» (экологическое топливо), обеспечивает значительное снижение выбросов канцерогенных веществ, соединений серы, азота и других вредных веществ.

НПЗ Компании в Румынии и Болгарии с 1 января 2006 года полностью перешли на производство топлива по стандарту Евро-4 в соответствии с требованиями ЕС.

Меры по охране окружающей среды предпринимаются также в сфере транспортировки и сбыта. В 2006 году Компания завершила строительство третьей очереди терминала в Высоцке. Резервуары для хранения

нефтепродуктов и железнодорожные эстакады сконструированы в соответствии с новейшими технологиями, что исключает случайное попадание нефтепродуктов в воду или почву. Это делает новый терминал одним из самых экологически безопасных в мире.

Новые АЗС Компании 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.

В сентябре 2006 года в соответствии с постановлением Правительства Москвы «Об Экспертном совете по внедрению моторного топлива, присадок и масел с улучшенными экологическими характеристиками» московские АЗС Компании получили «Экологический знак», который является наглядным свидетельством соответствия моторного топлива и оборудования АЗС строгим экологическим требованиям.

Деятельность группы «ЛУКОЙЛ» по охране окружающей среды уже несколько лет подряд получает одобрение общественности. На всероссийской конференции «Новые приоритеты национальной экологической политики в реальном секторе экономики» ОАО «ЛУКОЙЛ», а также ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт» были признаны победителями всероссийского смотра-конкурса «Лидер природоохранной деятельности».

Промышленная безопасность и охрана труда

Компания считает своим долгом обеспечивать безопасные условия труда и заботиться о здоровье своих работников. Поэтому в организациях группы «ЛУКОЙЛ» созданы системы управления промышленной безопасностью и охраной труда, отвечающие международным стандартам. В 2001 году группа «ЛУКОЙЛ» первой среди российских нефтяных компаний прошла сертификацию на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001 и спецификации OHSAS 18001. В 2006 году все основные дочерние общества Компании подтвердили соответствие этим стандартам.

В отчетном году были в полном объеме реализованы запланированные мероприятия в соответствии с Программой промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на предприятиях ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2006–2010 годы. Указанная работа велась по следующим направлениям: формирование у работников

организаций группы «ЛУКОЙЛ» культуры производства, приведение рабочих мест в соответствие с нормативными требованиями, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты и надлежащими санитарно-бытовыми и лечебно-профилактическими условиями, организация охраны здоровья работников. Суммарные затраты составили около 200 млн долл.

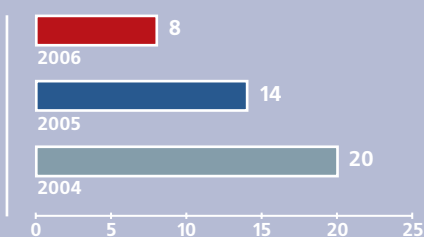
Благодаря активной политике ОАО «ЛУКОЙЛ» по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда общее число несчастных случаев на предприятиях Компании в 2006 году снизилось по сравнению с 2005 годом более чем на 10%.

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.

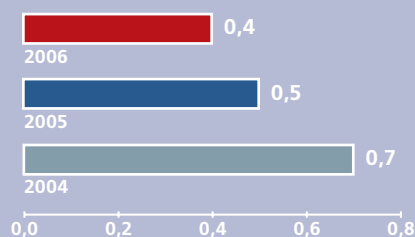
Спецификация OHSAS 18001 предназначена для содействия организациям в управлении проектными рисками, связанными с проблемами защиты здоровья и безопасности работников и населения. Ключевыми элементами спецификации являются идентификация факторов риска, их оценка и контроль, соблюдение нормативных требований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

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.

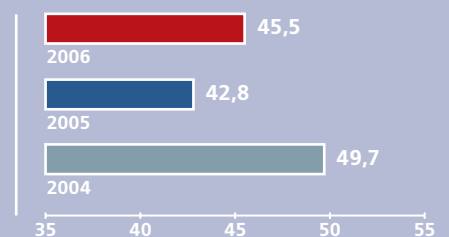
Количество смертельных случаев



Коэффициент частоты несчастных случаев



Коэффициент тяжести несчастных случаев



Персонал и социальные программы

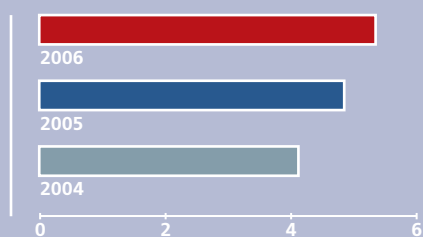
ЛУКОЙЛ осознает первостепенную важность и ценность своих работников, во многом благодаря которым становится возможным рост эффективности деятельности и акционерной стоимости Компании. Мы понимаем, что успех Компании полностью зависит от людей, которые в ней работают. Поэтому ЛУКОЙЛ высоко ценит вклад каждого работника в общее дело процветания Компании. Социальная политика Компании направлена на повышение эффективности работы и социальной защищенности работников. Мы 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. 2006 год стал новым этапом работы над систематизацией процессов управления персоналом в организациях группы «ЛУКОЙЛ» и совершенствованием нормативной базы в этой области. В частности, в рамках Стратегии интенсивного роста группы «ЛУКОЙЛ» на 2007–2016 годы мы начали разрабатывать Функциональную стратегию в области кадрового обеспечения. Она призвана создать кадровую базу для успешного достижения стратегических целей Компании. Мы также продолжили работу по внедрению современных методов работы с персоналом. Например, велась подготовка к автоматизации процедур оценки и обучения работников Компании.

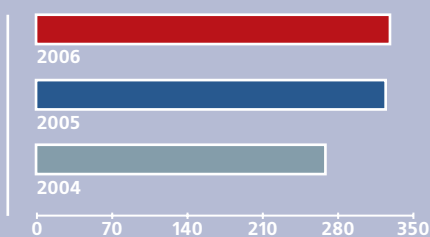
В целях сокращения затрат и повышения эффективности деятельности Компании в 2006 году была продолжена работа по реструктуризации группы «ЛУКОЙЛ». В ее рамках продолжилось приведение организационных структур дочерних обществ в соответствие с типовыми, что позволяет ликвидировать дублирующие функции. Продолжился также вывод из состава Группы непрофильных и низкоэффективных активов. Результатом проделанной работы стало сокращение численности работников, занятых в геологоразведке, добыче и переработке нефти. В целом же, численность работников Компании за 2006 год увеличилась на 2,2%, прежде всего за счет роста численности работников быстро развивающейся сети АЗС.

Для поддержания мотивации работников и обеспечения их заинтересованности в росте акционерной стоимости Компании ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание системе вознаграждения. Проводится регулярный мониторинг уровня заработных плат в отрасли. Это позволяет своевременно принимать решения по корректировке заработных плат для обеспечения их конкурентоспособности и привлечения в Компанию высококвалифицированных специалистов. С 2004 по 2006 год фонд заработной платы группы «ЛУКОЙЛ» увеличился практически на треть, с 1,5 до 1,9 млрд долл.

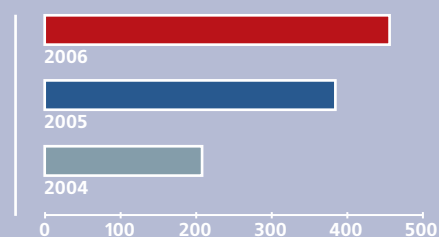
Добыча на одного работника, тыс. барр. н. э./чел.



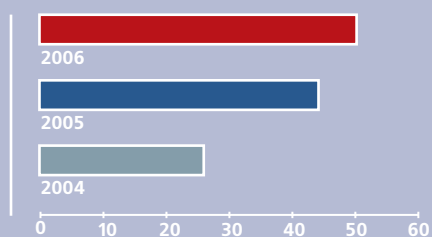
Нефтепереработка на одного работника, т/чел.



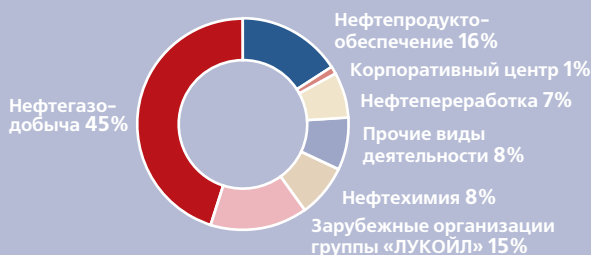
Выручка на одного работника, тыс. долл./чел.



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



Распределение численности работников по бизнес-сегментам (01.01.2007)





В 2006 году завершилась Программа акционирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ, действовавшая в 2003–2006 годах. По итогам Программы ее участники стали собственниками 9 млн акций. Для поддержания устойчивой мотивации работников Компании была принята новая программа на 2007–2009 годы. Ее участниками стали около 600 человек, среди которых как руководящие, так и другие ключевые сотрудники, которые вносят большой вклад в развитие Компании. За участниками были закреплены 15,5 млн условных акций. По итогам каждого из трех лет участникам будут начисляться дивиденды на закрепленные акции, а в конце 2009 года будет выплачена разница между стоимостью закрепленных акций на декабрь 2006 года и декабрь 2009 года.

Помимо материального поощрения работники группы «ЛУКОЙЛ», достигшие выдающихся результатов в работе, поощряются морально. Так, в 2006 году за высокое профессиональное мастерство, добросовестный и плодотворный труд 108 работников отмечены государственными наградами, 803 человека – ведомственными знаками отличия в труде, 784 работника и 63 трудовых коллектива – наградами Компании. Помимо этого, был организован и проведен конкурс на звание «Лучшие работники и организации группы «ЛУКОЙЛ».

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

- * охрана здоровья и медицинское обслуживание сотрудников, 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 (19,5 млн долл. в 2006 году) и работников (11,4 млн долл. в 2006 году) в Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». Механизм долевого участия действует в Компании с 2004 года. Он позволяет обеспечивать замещение утраченного заработка при выходе на пенсию на уровне более 60%. По состоянию на конец 2006 года участниками этой системы было более 63 тысяч работников.

В рамках реализации Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2006 году была продолжена работа по усилению контроля за социальными расходами, повышению эффективности и унификации корпоративного социального пакета.

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

В работе с персоналом мы уделяем особое внимание квалификации работников. В Компании функционирует система непрерывной подготовки кадров, направленная на приобретение работниками необходимых знаний и профессиональных навыков. Мы также активно способствуем быстрому росту талантливых работников. В Компании используется весь арсенал современных средств обучения: выездные семинары, дни профессиональной подготовки, дистанционное обучение, стажировки, тренинги, обучение по индивидуальным программам, а также по программам МВА. В 2006 году развивалось сотрудничество группы «ЛУКОЙЛ» в области подготовки персонала с американской компанией UOP и Французским институтом нефти, а также с российскими

МГУ им. М.В. Ломоносова, Высшей школой экономики, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

В рамках реализации Стратегического партнерства продолжилась реализация Программы обмена персоналом между группой «ЛУКОЙЛ» и компанией ConocoPhillips. Была сформирована и направлена на стажировку в ConocoPhillips вторая группа работников из 18 человек, а также проведена работа по отбору кандидатов в третью группу для стажировки в 2007–2008 годах.

Мы ответственно относимся к профессиональной подготовке не только руководящего состава, но и рядовых работников Компании. Так, в 2006 году в рамках работы по систематизации обучения персонала предприятий сбытового сектора был внедрен институт корпоративных тренеров, чья деятельность уже дает позитивный результат в повышении квалификации персонала АЗС.

Особое внимание ЛУКОЙЛ уделяет работе с молодыми специалистами. В 2006 году были впервые проведены Форум молодежи и молодых специалистов Группы, а также конкурс на присвоение звания «Лучший молодой специалист года» среди сотрудников Компании. Реализуется Комплексная целевая программа по работе с молодежью и молодыми специалистами организаций Группы. С целью обеспечения притока молодых и квалифицированных кадров в ЛУКОЙЛ продолжилось сотрудничество с высшими учебными заведениями – МГУ им. М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Высшей школой экономики, Финансовой академией при Правительстве РФ, другими учебными заведениями России и ближнего зарубежья. За последние три года в организации группы «ЛУКОЙЛ» было принято более трех тысяч молодых специалистов.

Социальная политика и благотворительная деятельность

Социальные и благотворительные программы являются для Компании составной частью ее корпоративной стратегии и способствуют конструктивному сотрудничеству с государством, бизнесом и обществом. Корпоративные программы носят адресный характер и основываются на имеющемся в регионах профессиональном опыте и человеческом потенциале.

Компания продолжает выполнять обязательства, принятые добровольно и в инициативном порядке в рамках Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ» – свода принципов и норм, обязательных для всех организаций группы «ЛУКОЙЛ», по социально ответственному поведению 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 2006 году составили около 62 млн долл.

Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений

Помощь детям ЛУКОЙЛ считает своим приоритетом, с учетом которого построены все осуществляемые программы – благотворительные, спонсорские, программы развития культуры и спорта. Компания стремится к сбалансированному подходу, оказывая поддержку и детям, которые в силу неблагоприятных семейных обстоятельств или здоровья оказались в худших условиях, чем их сверстники, и детям из вполне благополучных семей, помогая им развивать природные способности и таланты.

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку воспитанникам более чем 50-и детских домов и интернатов во всех уголках страны. Компания помогает детским домам в создании комфортных условий жизни детей. Воспитанникам и выпускникам она помогает получить образование, укрепить здоровье, обрести профессию и найти свое место в жизни. С 2006 года выпускникам подшефных детских домов, обучающимся в высших и специальных учебных заведениях, выплачиваются именные стипендии.

Особой заботой пользуются дети, нуждающиеся в медицинской помощи. На протяжении нескольких лет осуществляется проект «Каждому слепому ребенку – книжку в подарок». В 2006 году такие издания получили специализированные детские учреждения Республики Коми и Санкт-Петербурга.



Программы в области образования

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

ЛУКОЙЛ оказывает финансовую поддержку ряду высших учебных заведений, в которых обучаются специалисты нефтегазового профиля. Среди них профильные университеты и институты Москвы, Санкт-Петербурга, Перми, Ухты, Тюмени, Волгограда, Архангельска, Уфы. Пользуются поддержкой и профильные учебные заведения ближнего зарубежья. Одно из них – Азербайджанская государственная нефтяная академия. Помимо профильных вузов ЛУКОЙЛ поддерживает Российскую академию госслужбы при Президенте РФ, Военную академию тыла и транспорта им. А.В. Хрулева и некоторые учреждения системы среднего образования, в частности Кстовский техникум, который готовит технические кадры для Нижегородского НПЗ.

В 2000 году Компания учредила именные стипендии для наиболее одаренных студентов нефтяных и технических вузов. В настоящее время 170 студентов в разных городах России получают корпоративные стипендии. В планах Компании – сделать поддержку комплексной, поощряя молодых людей со школьной скамьи.

Кроме того, для сохранения преподавательских кадров 45-и талантливым молодым преподавателям из ведущих нефтяных вузов страны выплачиваются именные гранты.

Поддержка медицинских учреждений

Неотъемлемой составляющей социальной деятельности Компании является помощь в развитии системы медицинского обслуживания 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 и др. В рамках соглашения с Министерством обороны РФ в 2006 году была оказана помощь 7-му Центральному военному клиническому госпиталю в реконструкции лечебного корпуса.

Конкурсы социальных проектов

В 2006 году ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» провело пятый конкурс социальных проектов, на который было представлено 600 заявок. Победителями по решению конкурсной комиссии были признаны 192 проекта – именно они и получили финансирование. В основном это наиболее интересные, иногда инновационные, и нужные обществу проекты, направленные на решение различных социальных проблем.

Ежегодно география проведения конкурсов социальных проектов расширяется. С 2004 года подобные конкурсы устраиваются на территории Волгоградской и Астраханской областей, а с 2005 года – также на территории Республики Коми и в Западной Сибири. В 2006 году в этих регионах для финансирования было отобрано 40 проектов.



Всего за пять лет проведения Компанией подобных конкурсов было представлено более 3 000 социальных проектов, из которых профинансировано более 500.

Сохранение культурного и духовного наследия

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ряду крупнейших отечественных музеев, театров и творческих коллективов, среди которых Государственный музей изобразительных искусств им. А.С. Пушкина, Музеи Московского Кремля, Большой театр России, Большой симфонический оркестр им. П.И. Чайковского. В частности, в 2006 году Компания приняла участие в реставрации Галереи искусств стран Европы и Америки XIX–XX вв. в ГМИИ им. А.С. Пушкина, участвовала в финансировании выставки А.Саврасова в Государственном Русском музее, выступила организатором выставок Музеев Московского Кремля в Нижнем Новгороде и Лондоне. К 150-летию Третьяковской галереи ЛУКОЙЛ приобрел в дар музею барельеф известного русского художника и скульптора М.Козловского.

В рамках празднования пятнадцатилетия Компании организованы гастроли Большого симфонического оркестра им. П.И. Чайковского под управлением В.Федосеева в Болгарию, Сербию и Черногорию, Финляндию, США. Компания приняла участие в финансировании гастролей Государственного академического Большого театра в Лондоне. Была оказана помощь в строительстве нового концертного зала Мариинского театра.

Значительные средства выделяются для восстановления и сохранения религиозных традиций и духовного наследия. Так, в 2006 году благодаря помощи Компании были построены храмы в Сочи и Ижевске, реконструирован собор в Бобруйске. Продолжается финансирование реставрации мужского монастыря Оптиной пустыни в Козельске.

Поддержка ветеранов войны и инвалидов

Особое место в социальной деятельности Компании занимает адресная поддержка фронтовиков-нефтяников, ветеранов Великой Отечественной войны и трудового фронта. Ко дню Победы проживающим в регионах деятельности Компании фронтовикам-нефтяникам, ветеранам ВОВ и трудового фронта были выплачены денежные пособия.

ЛУКОЙЛ также оказывает финансовую помощь инвалидам. Он, в частности, помогает им решать материальные проблемы самостоятельно, чтобы они могли почувствовать себя нужными обществу. Так, одним из адресатов благотворительной помощи стала Лангепасская городская общественная организация инвалидов, для которой Компания приобрела тренажеры. Также был отремонтирован и укомплектован необходимым для работы техническим оборудованием дом-интернат для престарелых и одиноких граждан г. Усинска.

Поддержка народов Севера

Деятельность Компании в Сибири и на Крайнем Севере может оказывать существенное влияние на положение коренных малочисленных народов, создавая проблемы социального характера. Уважая традиции и обычаи коренных народов, понимая необходимость сохранения их исконного уклада жизни, Компания активно осуществляет специальные программы поддержки малочисленных народов Севера. При этом политика Компании заключается в постепенном переходе от благотворительности к экономическому партнерству.

В Республике Коми, Ненецком автономном округе и Западной Сибири ЛУКОЙЛ заключил соглашения с

местными администрациями, главами родовых угодий и общественными организациями, в рамках которых выплачивается 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 дальнейшим трудоустройством их на предприятиях Группы.

Спортивные проекты

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

Одними из наиболее масштабных мероприятий, направленных на популяризацию физической культуры и массового спорта, являются международные Спартакиады

ОАО «ЛУКОЙЛ». Первые две состоялись в 2001 году в Астрахани и в 2003 году в Перми. В июне 2005 года в Калининграде прошла третья корпоративная Спартакиада.

В 2006 году Компания продолжила сотрудничать с «Фондом поддержки олимпийцев России», созданным для поддержки спортсменов – членов сборных команд России по олимпийским видам спорта, молодых спортсменов России, ветеранов спорта. ОАО «ЛУКОЙЛ» является генеральным спонсором Федерации лыжных гонок России.

Компания продолжает поддержку ведущих российских спортивных команд. Среди них футбольный клуб «Спартак», ватерпольная команда «ЛУКОЙЛ-Спартак» (Волгоград), гандбольная команда «ЛУКОЙЛ-Динамо» (г. Астрахань).

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), команда «ЛУКОЙЛ-Башкирия» по спидвею, а также команда по мотокроссу «Сура» (г. Пенза) своими успехами и победами не перестают доказывать эффективность фирменных масел и топлив Компании.

ЛУКОЙЛ является партнером одной из самых крупных детских спортивных организаций – Детской футбольной лиги, в рамках которой около 150 команд практически из всех регионов России ежегодно участвуют в региональных чемпионатах и международных турнирах.





Мы рассматриваем систему корпоративного управления прежде всего как инструмент защиты прав и соблюдения интересов акционеров Компании

Мы уделяем особое внимание защите прав миноритарных акционеров

Мы стремимся привести управленческие процессы в соответствие с лучшей международной практикой и сделать их прозрачными и эффективными

Уровень информационной открытости и качество раскрытия информации Компании полностью соответствуют общепризнанным мировым стандартам раскрытия информации и стандартам ЛФБ

Корпоративное управление

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 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, выплаты дивидендов, превышающих размер консолидированной чистой прибыли, изменение уставного капитала, крупные сделки). Таким образом была обеспечена защита интересов и законных прав миноритарных акционеров.

ЛУКОЙЛ стремится привести управленческие процессы в соответствие с лучшей международной практикой и сделать их прозрачными и эффективными: внедрена эффективная 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, а также корпоративный секретарь. 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.

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 2006 году из Группы были выведены 57 обществ 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 18 дочерних обществ и приобретено еще 16. Таким образом, в 2006 году общее количество обществ, входящих в состав Группы, сократилось на 23 единицы – с 334 до 311.

В рамках реструктуризации проводилось также отчуждение долей в непрофильных активах, не входящих в группу «ЛУКОЙЛ». Крупнейшей сделкой по отчуждению таких активов в 2006 году стала реализация оставшихся акций ОАО Банк «Петрокоммерц» за 33 млн долл.

Всего в 2006 году проданы за пределы Группы акции и доли в уставных капиталах предприятий на общую сумму более 100 млн долл. При этом на приобретения и консолидацию потрачено 1 688 млн долл.

Для повышения эффективности управления и сокращения административных расходов продолжалось изменение внутренней структуры холдинга. Так, в 2006 году ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» было выведено из состава группы «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг» (100-процентная дочерняя компания ОАО «ЛУКОЙЛ») и передано в ОАО «ЛУКОЙЛ». С этой же целью было решено передать 54% акций компании «ЛУКАРКО Б.В.», напрямую принадлежащих ОАО «ЛУКОЙЛ», компании «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг». Компания «ЛУКАРКО Б.В.» владеет 5-процентной долей в проекте Тенгиз (в рамках которого разрабатывается одноименное месторождение в Казахстане), а также долей 12,5% в Каспийском трубопроводном консорциуме.

Рост масштабов и географической диверсификации деятельности Компании требует применения глобального подхода и к управлению финансами. С целью оптимизации управления потоками капитала и их перераспределения между организациями Группы Компания осуществила централизацию функций казначейства.

Так, в 2006 году была внедрена система пулинга остатков денежных средств с участием более 40 российских дочерних обществ Группы, а также успешно реализовывался проект создания аналогичной системы с участием зарубежных обществ. Создание этих систем позволяет эффективно управлять платежной позицией Группы в течение дня и осуществлять перераспределение денежных средств между центрами их концентрации в России и за границей.

За счет внедрения пулинга сократились необходимые объемы внешнего финансирования и расходы на выплату

процентов по кредитам. Например, по международным проектам была полностью погашена краткосрочная внешняя задолженность.

В 2006 году было продолжено проведение централизованной политики по привлечению внешнего финансирования, что позволяет существенно снижать стоимость заемного капитала в среднем по Группе. ЛУКОЙЛ принимает все меры для снижения доли дорогих и обеспеченных экспортом кредитов. Благодаря высокому уровню ликвидности в 2006 году Компании удалось снизить долю обеспеченных кредитов с 34 до 14%. Это привело к большей стабильности финансового положения Компании, а также наряду с другими факторами оказало позитивное влияние на ее кредитный рейтинг.

Совокупный экономический эффект от проведенных в 2006 году мероприятий по оптимизации управления финансами составил почти 350 млн долл.

В 2006 году растущая кредитоспособность и инвестиционная привлекательность ОАО «ЛУКОЙЛ» нашли свое отражение в росте кредитных рейтингов Компании от всех трех ведущих рейтинговых агентств. ЛУКОЙЛ впервые получил инвестиционный рейтинг, причем сразу от двух агентств. Рейтинговое агентство Fitch Ratings присвоило ОАО «ЛУКОЙЛ» рейтинг «BBB-» со стабильным прогнозом. Агентство Moody's повысило рейтинг Компании с уровня «Ba1» до инвестиционного уровня «Baa2». Прогноз рейтинга – «стабильный». Рейтинг ОАО «ЛУКОЙЛ» от агентства Standard & Poor's был повышен с уровня «BB» до уровня «BB+» с позитивным прогнозом. Рейтинг от этого агентства остается на одну ступень ниже инвестиционной категории.

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 стандартам ЛФБ.

В 2006 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 65% (в среднем по британским компаниям уровень прозрачности составляет 71%).

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 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 пятью орденами, четырьмя медалями, почетной грамотой Верховного Совета Татарской АССР. С 1985 г. – заместитель Министра нефтяной промышленности СССР – начальник Главного тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности. С 1992 г. – генеральный директор ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания». С 2000 г. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». Профессор Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, лауреат Ленинской премии и премии Правительства Российской Федерации.



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

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



**Кутафин
Олег Емельянович**
Независимый член Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Ректор Московской государственной
юридической академии
Председатель Комитета по аудиту Совета
директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Год рождения: 1937

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



**Маганов
Равиль Ульфатович**
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 нефтяной и газовой 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». С 1994 г. – 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-Texaco Corporation. В 2006 г. награжден общественной неправительственной медалью «За развитие нефтегазового комплекса России»; победитель (Гран-при) Национальной премии «Директор года 2006», Россия, в номинации «Независимый директор года», организованной Ассоциацией Независимых Директоров (АНД) и компанией PricewaterhouseCoopers.



**Мейерс,
Кевин Омар**

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Президент ConocoPhillips Canada
 Член Комитета по стратегии и инвестициям
 Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1953

Окончил в 1975 г. университет Кэпитал, бакалавр химии и математики, в 1980 г. – Массачусетский технологический институт. Кандидат наук в области химического машиностроения. С 1998 г. – Президент Arco Alaska, Inc. С 2000 г. – Президент ConocoPhillips Alaska, Inc. С ноября 2004 г. – Президент по региону Россия/Каспий ConocoPhillips. С декабря 2006 г. – Президент ConocoPhillips Canada.



**Цветков
Николай Александрович**

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Президент Финансовой корпорации
 «УРАЛСИБ»
 Председатель Правления БАНКА 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». С 1998 г. по 2003 г. – Председатель Правления АБ «ИБГ НИКОйл». С 2003 г. по 2005 г. – Председатель ОАО АКБ «АВТОБАНК-НИКОЙЛ». С 2005 г. по н.в. – Председатель Правления БАНКА 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 вознаграждениям
Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1957

В 1979 г. окончил Военную академию им. Ф.Э. Дзержинского, в 1981 г. – Московский авиационный институт (факультет повышения квалификации), в 1998 г. – Российскую экономическую академию им. Г.В. Плеханова. Кандидат технических наук, доктор экономических наук, профессор. Награжден четырьмя медалями. В 1974–1992 гг. – служба в Вооруженных Силах. В 1992–1996 гг. – начальник отдела, заместитель Председателя Российского фонда федерального имущества. В 1996–1997 гг. начальник Департамента реструктуризации и инвестиций Министерства промышленности РФ. В 1997–2003 гг. – генеральный директор ЗАО «Управляющая компания Менеджмент-Центр». С 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, академик РАЕН. 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, с 1997 г. по 1998 г. – Председатель фракции «Наш дом – Россия». В 1998 г. – заместитель Председателя Правительства РФ. С 2002 г. по 2005 г. – председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал». С 2005 г. по настоящее время – Президент Российского союза промышленников и предпринимателей. Член Общественной палаты РФ, член Межведомственной комиссии Совета безопасности РФ, член Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Правительстве 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 четырьмя орденами и двадцатью медалями. В 1976–2001 гг. служил в Вооруженных Силах. В 2001–2003 гг. – начальник Управления персоналом, начальник Департамента управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2003 г. – начальник Главного управления по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ».



**Некрасов
Владимир Иванович**
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 Российской Федерации. В 1992–1999 гг. – главный инженер, генеральный директор ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». С 1999 г. по 2005 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». С 2005 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».



**Федун
Леонид Арнольдovich**
Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник
Главного управления стратегического
развития и инвестиционного анализа
Год рождения: 1956

В 1977 г. окончил Ростовское высшее военное командное училище им. М.И. Неделина. Кандидат философских наук. Награжден 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 Леонидovich**
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».



**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», АО «ЛУКОЙл-Волгограднефтепродукт». В 1994–1995 гг. – генеральный директор филиала АО «Финансовая компания «ЛУКОЙл». В 1995–1996 гг. – генеральный директор Волгоградского территориального управления ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1996 г. – Вице-президент по нефтепродуктообеспечению ОАО «ЛУКОЙЛ», с 2002 г. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту.



**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 пятью 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.

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале Компании по состоянию на 31 декабря 2006 г.¹

| Члены Совета Директоров и Правления | | Доля, % | | |
|-------------------------------------|--|---------|-------------------------|------|
| Алекперов В.Ю. ² | | 16,899 | Барков А.А. | 0,08 |
| Бережной М.П. | | 0,005 | Кукура С.П. | 0,39 |
| Грайфер В.И. | | 0,005 | Масляев И.А. | 0,02 |
| Кутафин О.Е. | | 0,0002 | Матыцын А.К. | 0,3 |
| Маганов Р.У. | | 0,5 | Москаленко А.А. | 0,01 |
| Мацке Р. | | – | Некрасов В.И. | 0,04 |
| Мейерс К.О. | | – | Федун Л.А. ² | 8,3 |
| Михайлов С.А. | | 0,003 | Хавкин Е.Л. | 0,01 |
| Цветков Н.А. ² | | 2,94 | Хоба Л.Н. | 0,34 |
| Шеркунов И.В. | | 0,04 | Челоянц Д.К. | 0,1 |
| Шохин А.Н. | | – | Шарифов В.С. | 0,02 |

Вознаграждение членам Совета директоров и Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

| | Выплачено в 2006 году, тыс. руб. | | | | |
|------------------|----------------------------------|-----------|----------------|----------------------|-----------|
| | заработная плата | премии | вознаграждение | прочие выплаты | итого |
| Совет директоров | – | – | 45 091,7 | 4 674,6 ³ | 49 766,3 |
| Правление | 314 989,7 | 166 804,4 | 19 036,0 | 15 278,2 | 516 108,3 |

Годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», которое состоялось 24 июня 2004 года, приняло решение установить для вновь избранных в 2004 году членов Совета директоров вознаграждение в размере 125 000 долл.⁴ Дополнительно выплачиваются вознаграждения за исполнение функций Председателя Совета директоров, за исполнение функций Председателя комитета, а также некоторые другие виды вознаграждений.

Размеры вознаграждений и виды расходов, подлежащих компенсации членам Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», которые установлены вышеуказанным решением годового Общего собрания акционеров от 24.06.2004, действуют до их отмены или изменения Общим собранием акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ».

В соответствии с решением годового Общего собрания акционеров, состоявшегося 28 июня 2006 года, было признано целесообразным сохранить размеры вознаграждения членам Совета директоров, установленные решением годового Общего собрания акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» от 24.06.2004.

Решением Совета директоров от 19.07.2005 были установлены основные условия договоров, заключаемых с членами Правления Компании. В соответствии с указанным решением членам Правления выплачивается вознаграждение в размере месячного должностного оклада по основной работе. Данная выплата производится при условии выполнения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период.

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. Следует учитывать, что в соответствии с законодательством других стран доли в уставном капитале могут рассчитываться в порядке, отличном от вышеприведенного. В частности, указанные доли не являются аналогичными тем долям членов Совета директоров, которые указывались в соответствии с Правилами листинга Управления Великобритании по листингу в связи с получением Компанией листинга на Лондонской фондовой бирже.

² С учетом бенефициарного владения по состоянию на 16 апреля 2007 года.

³ Компенсация расходов.

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

Комитеты Совета директоров

Комитет по стратегии и инвестициям

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

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

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

Комитет по аудиту

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

- * квалификация качества оказываемых аудитором услуг и соблюдения им требований аудиторской независимости

- * выбор 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 2006 году выполнено 30 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 Компании проводится работа по организации ревизионной деятельности. В дочерних и зависимых обществах ОАО «ЛУКОЙЛ» избраны и действуют Ревизионные комиссии.

В течение 2006 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 58 корпоративным сделкам, из которых одобрено 48. В соответствии с Порядком одобрения существенных сделок, совершаемых дочерними обществами группы «ЛУКОЙЛ», рассмотрены материалы по четырем существенным сделкам.

Ценные бумаги Компании

В 2006 году акционерная стоимость ОАО «ЛУКОЙЛ» вновь существенно выросла и на конец года составила 74,8 млрд долл. по сравнению с 50,5 млрд долл. на конец 2005 года. В отчетном году ЛУКОЙЛ представил новую Стратегию интенсивного роста, которая предусматривает увеличение акционерной стоимости до 150–200 млрд долл. к 2016 году. Мы уверены, что Компания достигнет этого уровня за счет ускоренного роста по всем направлениям деятельности.

2006 год стал шестым подряд годом роста курса акций Компании. Цена акций ОАО «ЛУКОЙЛ» выросла на 48,1%, индекс крупнейших международных нефтяных компаний Bloomberg Oils – на 25,8%, тогда как индекс РТС – на 70,7%.

По итогам года темп роста стоимости акций ОАО «ЛУКОЙЛ» был ниже, чем рост индекса РТС. Это во многом объясняется значительной зависимостью курса акций нефтяных компаний от цены на нефть на мировом рынке и существенным снижением последней во второй половине года. Тем не менее ЛУКОЙЛ стал одним из отраслевых лидеров по росту акционерной стоимости в 2006 году.

Достижению высокого роста капитализации ОАО «ЛУКОЙЛ» способствовали, с одной стороны, благоприятные макроэкономические условия, а с другой – повышение эффективности деятельности, жесткая финансовая дисциплина и повышение кредитного рейтинга тремя ведущими агентствами. Кроме того, росту курса акций

способствовало наличие спроса на ценные бумаги со стороны западных инвесторов, в первую очередь со стороны стратегического партнера – компании ConocoPhillips. Ее доля в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» возросла за год с 16,1% до 20,0%. Таким образом, американская компания довела свою долю в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» до максимального уровня, предусмотренного Договором с акционером 2004 года.

В отчетном периоде акции Компании торговались на российских биржах ЗАО «ММВБ», НП «Фондовая биржа «РТС», ОАО «Фондовая биржа РТС». В течение 2006 года продолжали действовать программы американских и глобальных депозитарных расписок на акции Компании, которые торговались на внебиржевом рынке США и на биржах Лондона, Берлина, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта. На конец 2006 года общее количество АДР, выпущенных на обыкновенные акции, было эквивалентно 543 млн акций (63,8% от уставного капитала Компании).

В 2006 году ЛУКОЙЛ вновь занимал лидирующие позиции по объему торгов среди иностранных компаний, АДР которых торгуются на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ) в системе IOV. Доля Компании в среднемесячном объеме торгов в данной системе составила 24,5%. При этом в отчетном году среднемесячный объем торгов ценными бумагами ОАО «ЛУКОЙЛ» на ЛФБ увеличился более чем в два раза и составил 5,9 млрд долл. по сравнению с 2,7 млрд долл. годом ранее.

Динамика цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на РТС (2006), долл.



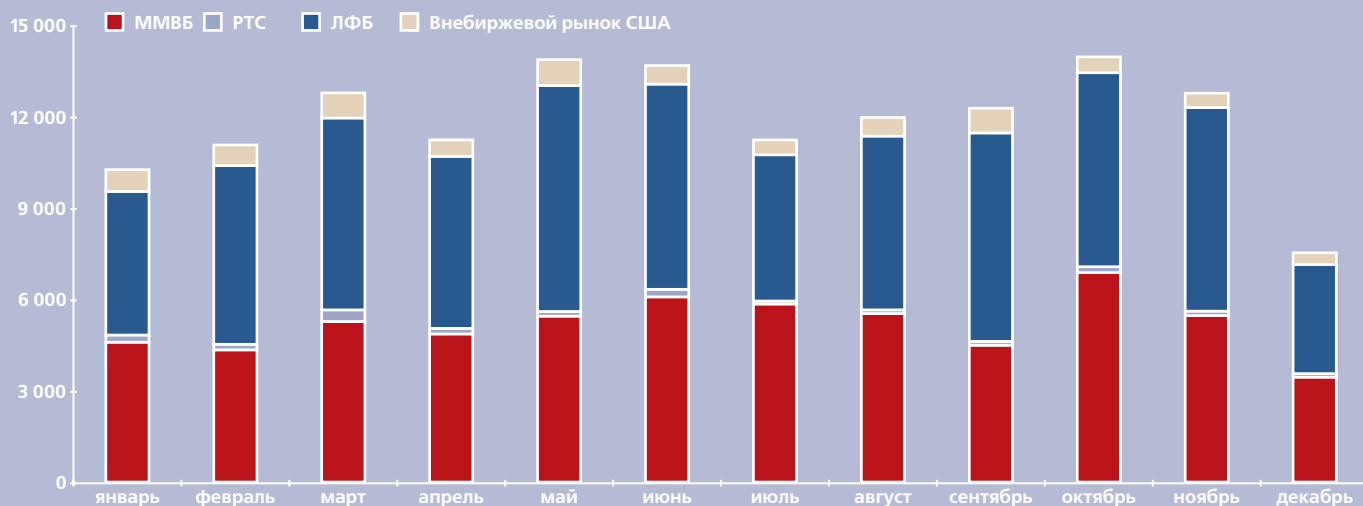
Динамика цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на РТС и цена на нефть сорта Юралс (2006), %



Динамика цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом крупнейших нефтяных компаний Bloomberg Oils и индексом РТС (2006), %



Ежемесячный объем торгов акциями (ADR) ОАО «ЛУКОЙЛ» (2006), млн долл.



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

| | Количество акций на 01.01.06 | % от общего числа акций на 01.01.06 | Количество акций на 01.01.07 | % от общего числа акций на 01.01.07 |
|--|---------------------------------|---|---------------------------------|---|
| ЗАО «ИНГ Банк (Евразия)» | 552 427 066 | 64,95% | 548 189 159 | 64,45% |
| СДК «Гарант» | 83 105 166 | 9,77% | 74 002 498 | 8,70% |
| ЗАО КБ «Ситибанк» | 68 313 541 | 8,03% | 67 149 334 | 7,89% |
| ЗАО «Депозитарная компания «УРАЛСИБ» | 74 802 000 | 8,79% | 60 529 689 | 7,12% |
| ЗАО «Депозитарно- клиринговая Компания» | 19 159 472 | 2,25% | 39 104 964 | 4,60% |
| НК «Национальный Депозитарный Центр» | 14 736 859 | 1,73% | 29 692 658 | 3,49% |

¹ Номинальные держатели.

По итогам 2006 года зафиксировано снижение доли объема торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» на основных российских фондовых биржах: ММВБ – с 21,8 до 11,3% и РТС – с 29,6 до 13,6% от общего объема торгов. Это связано с включением в листинг бирж акций ОАО «Газпром».

Несмотря на снижение доли объема торгов акциями Компании в общем объеме торгов российских бирж, наблюдается устойчивое повышение абсолютного значения объемов торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» в России. Если в 2005 году торговый оборот по акциям Компании на российских биржах составил 27,5 млрд долл., то в 2006 году он вырос почти в 2,5 раза, до 64,4 млрд долл., в основном за счет увеличения объемов торгов на ММВБ. Данное увеличение обусловлено не только ростом рыночной стоимости акций Компании, но и увеличением количества торговавшихся ценных бумаг.

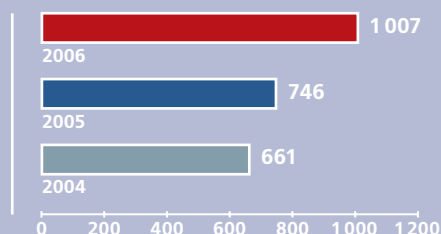
В декабре 2006 года состоялось размещение на ММВБ двух выпусков рублевых облигаций ОАО «ЛУКОЙЛ».

Облигации серии 03 выпущены на пять лет, объем – около 300 млн долл., ставка купона – 7,1%. Облигации серии 04 выпущены на семь лет, объем – около 230 млн долл., ставка купона – 7,4%. Полученные средства направлены на погашение ранее привлеченного промежуточного кредита на покупку добывающих активов в Ханты-Мансийском автономном округе у компании Marathon Oil Corporation. Выпуск рублевых облигаций позволил диверсифицировать структуру долгового портфеля по источникам и валюте заимствований, а также удлинил средний срок портфеля. Спрос на бумаги превысил предложение в полтора раза, подтвердив высокий интерес российских и иностранных инвесторов к долговым инструментам Компании. В результате ЛУКОЙЛ стал первой российской негосударственной компанией, которая успешно разместила облигации со сроком обращения 7 лет. Данный выпуск является рекордным для одновременного размещения столь значительной суммы в один торговый день для негосударственного корпоративного эмитента.

Дивиденд на обыкновенную акцию, руб.

| | | |
|-------------------|----------------------|------|
| 2002 | (номинал 0,025 руб.) | 19,5 |
| 2003 | (номинал 0,025 руб.) | 24,0 |
| 2004 | (номинал 0,025 руб.) | 28,0 |
| 2005 | (номинал 0,025 руб.) | 33,0 |
| 2006 ¹ | (номинал 0,025 руб.) | 38,0 |

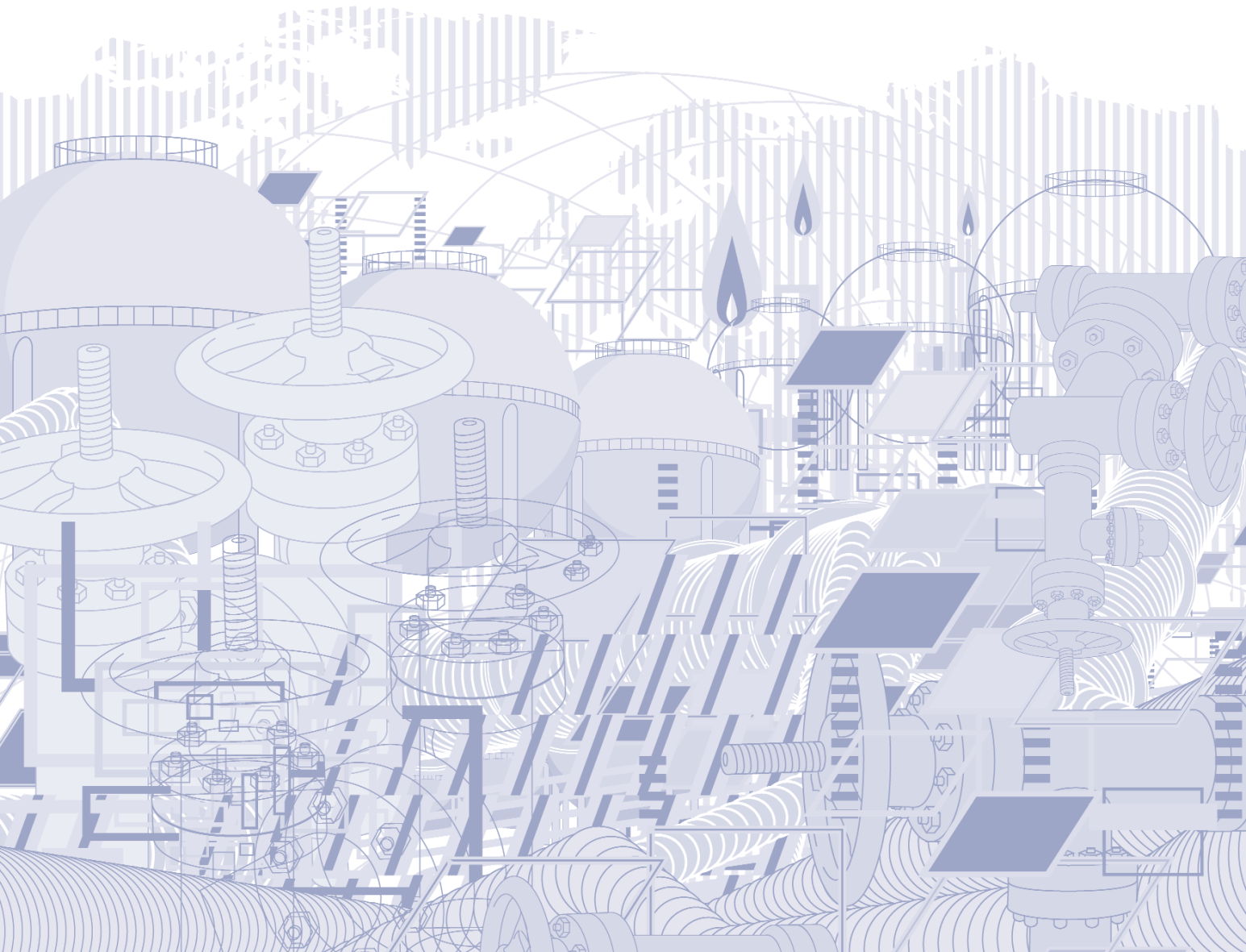
¹ Размер дивидендов, рекомендованный Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» для утверждения на годовом Общем собрании акционеров.

Дивидендные выплаты, млн долл.**Дивиденды**

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

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

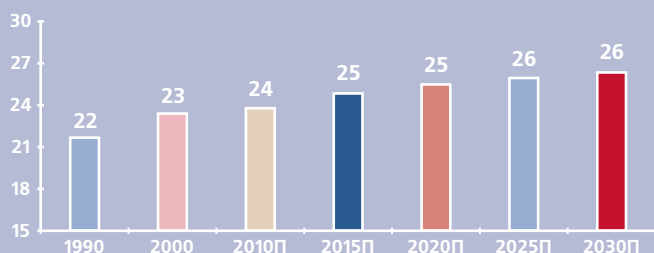
Компания планомерно увеличивает размер дивидендных выплат. Дивиденды по итогам 2006 года, рекомендованные Советом директоров для утверждения на годовом Общем собрании акционеров 28 июня 2007 года, составляют 38 руб. (1,47 долл.) на одну обыкновенную акцию, что на 15,2% выше аналогичного показателя за 2005 год. Дивидендная доходность составляет 1,81%. Дивиденды, начисленные в 2006 году по итогам 2005 года, составили 1 009 млн долл., или 15,7% от консолидированной чистой прибыли группы «ЛУКОЙЛ» по ОПБУ США за 2005 год. Базовая прибыль на обыкновенную акцию выросла в 2006 году на 14,5% и составила 9,06 долл. по сравнению с 7,91 долл. в 2005 году.



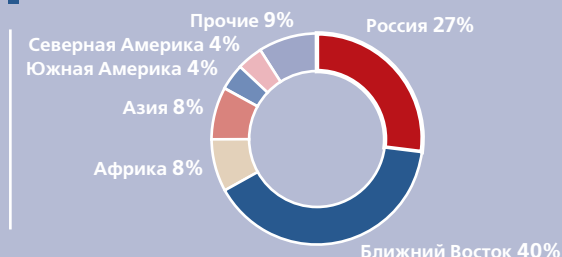
Мировое потребление газа в последние годы растет быстрее потребления других энергоносителей, что связано с его высокой привлекательностью с технологической и экологической точек зрения. Активно совершенствуются технологии добычи, транспортировки (расширяется рынок сжиженного газа, возрастают международные поставки газа по трубопроводам) и переработки газа (в том числе технология Gas-to-Liquids). Все это говорит о том, что в будущем доля газа в мировом энергетическом балансе продолжит возрастать.

Развитие газового бизнеса занимает одно из центральных мест в долгосрочной стратегии интенсивного роста группы «ЛУКОЙЛ». Основной стратегической задачей Компании в этой области является коммерциализация запасов газа путем их ускоренной разработки, развития газопереработки и рынков сбыта. Реализация поставленной задачи позволит не только напрямую повысить капитализацию Компании, но и приведет к снижению зависимости результатов деятельности группы «ЛУКОЙЛ» от высокой ценовой волатильности на рынке нефти.

Доля газа в мировом энергетическом балансе по данным DOE/EIA, %



Распределение доказанных запасов газа по регионам мира (2006)



Долю газа в суммарной добыче углеводородов планируется довести до одной трети к 2016 году. Компания планирует развивать газовый бизнес в России и за рубежом. Развитию газового бизнеса Компании в России способствует макроэкономическое окружение. В связи с ростом спроса на газ на внутреннем рынке и ростом объемов поставок газа в Европу компанией «Газпром» (которая контролирует около 85% добычи газа в России и является монополистом в области поставок газа за рубежом) Правительство РФ стимулирует развитие газодобычи, в том числе и независимыми производителями. Мерами стимулирования являются постоянная индексация внутренних регулируемых цен на газ и умеренное налогообложение газодобычи. По зарубежным проектам Компания работает в рамках соглашений о разделе продукции, которые подразумевают стабильные условия налогообложения добычи и реализации газа.

Запасы газа

По запасам газа ЛУКОЙЛ находится на четвертом месте среди крупнейших частных нефтегазовых компаний мира. На конец 2006 года доказанные запасы газа Группы составили 26,597 трлн фут³, вероятные и возможные запасы – 31,915 трлн фут³. ЛУКОЙЛ является одним из лидеров по среднегодовому темпу прироста запасов: в течение последних пяти лет доказанные запасы газа ежегодно росли на 15,0%. Обеспеченность Компании доказанными запасами газа составила на конец 2006 года 47 лет.

Почти половина доказанных запасов газа Компании сосредоточена в Большехетской впадине, более 20% запасов – на шельфе Северного Каспия, более 10% – в Узбекистане по проекту Кандым – Хаузак – Шады, около 5% – в Казахстане на месторождении Карачаганак. Более половины доказанных запасов газа Компании относятся

к категории неразрабатываемых, поэтому значительные усилия группы «ЛУКОЙЛ» направлены на подготовку данных запасов к разработке.

Ценовая конъюнктура

В настоящее время цена на газ в России подлежит государственному регулированию. Так, в 2006 году цена на природный газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами и реализуемый промышленным потребителям Ямало-Ненецкого автономного округа (самая низкая цена в России для промышленных потребителей), составляла 677 руб./1 000 м³ (25 долл./1 000 м³) без НДС. В конце 2006 года в России была принята программа либерализации внутренних цен на газ, которая предусматривает повышение средних оптовых цен на 15,0% в 2007 году, на 25,0% в 2008 году и на 27,7% в 2009 и 2010 годах. В результате в 2010 году внутренняя цена на газ в России превысит 100 долл./1000 м³ (средняя за 2006 год – около 45 долл./1 000 м³), что примерно соответствует экспортному нетбэку в 2006 году. Предполагается, что такой ускоренный рост цен создаст предпосылки для увеличения добычи газа и его поставок на внутренний рынок, а также будет стимулировать повышение эффективности газопотребления.

В 2006 году ЛУКОЙЛ продавал природный газ ОАО «Газпром» в соответствии с договором по цене 612 руб./1 000 м³ (22,5 долл./1 000 м³). В соответствии с новой договоренностью с 2007 года цена поставки природного газа ОАО «Газпром» составляет 1 059 руб./1 000 м³ (около 40 долл./1 000 м³). Новая цена поставки выше регулируемой государством цены для данного региона на 280 руб./1 000 м³ (почти на 11 долл./1 000 м³). В 2006 году природный газ реализовывался и другим контрагентам по цене до 735 руб./1 000 м³ (27 долл./1 000 м³). В конце 2006 года ЛУКОЙЛ начал участвовать в экспериментальных торгах газом на электронной торговой площадке (ЭТП) ООО «Межрегионгаз».

Ежегодно на площадке планируется реализовывать 10 млрд м³ газа, из которых 5 млрд м³ – газ, поставляемый ОАО «Газпром», и еще 5 млрд м³ – независимыми производителями. В декабре 2006 года ЛУКОЙЛ впервые вышел на торги и реализовал 13 млн м³ газа. Компания участвовала в двух торговых сессиях: по продаже природного газа с Находкинского месторождения и отбензиненного газа, производимого Локосовским газоперерабатывающим заводом. Первые торговые сессии показали, что цена на газ, реализованный ОАО «ЛУКОЙЛ» на ЭТП, почти в два раза превышает цену на газ при поставках в газотранспортную систему ОАО «Газпром» и другим контрагентам. В 2007 году в соответствии с поданной Компанией заявкой на ЭТП планируется реализовать 600 млн м³ газа. Рассматривается также возможность увеличения объема газа, реализуемого на ЭТП в 2007 году, до 1 млрд м³.

По зарубежным проектам цена реализации газа определяется международными соглашениями и условиями СРП. Так, например, газ с месторождения Шах-Дениз реализуется на внутреннем рынке Азербайджана, а также в Турцию и Грузию по цене от 60 до 120 долл./1 000 м³. А газ, добываемый по проекту Кандым – Хаузак – Шады, будет реализовываться по цене, которая будет применяться к тому времени между Республикой Узбекистан и компанией «Газпром» (100 долл./1 000 м³ в начале 2007 года).

Налоговое окружение

Налог на добычу газа в России является фиксированным и не зависит от цены реализации. В 2006 году он составлял 147 руб./1 000 м³. Доля налога на добычу полезных ископаемых в чистой выручке от реализации добытого газа на внутреннем рынке (без НДС и транспортных расходов) составляет около 15% (в ценах 2007 года), тогда как по нефти при текущей конъюнктуре – почти 40%. К тому же удельные затраты на добычу газа ниже, чем на

добычу нефти. Таким образом, доля чистой прибыли в выручке от продажи газа выше по сравнению с аналогичным показателем по нефти.

На Компанию не распространяется экспортная пошлина на газ, так как монополистом в области экспорта природного газа из России является ОАО «Газпром».

В соответствии с условиями СРП по проекту Карачаганак ЛУКОЙЛ не уплачивает налоги в денежной форме на добычу и экспорт газа. Из значимых налогов Компания платит налог на прибыль по фиксированной ставке и долю в прибыльной продукции (которая зависит от внутренней нормы доходности проекта). В Азербайджане по проекту Шах-Дениз ЛУКОЙЛ также 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). По проекту Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане Компания будет уплачивать (из значимых налогов) роялти на добычу газа и налог на прибыль по фиксированной ставке. По налогу на прибыль Компании предоставляются налоговые каникулы сроком на семь лет после начала добычи.

Проекты по разведке и добыче газа

Компания осуществляет проекты по разведке и добыче газа в России, Казахстане, Узбекистане, Азербайджане, Саудовской Аравии.

ЛУКОЙЛ добывает попутный нефтяной газ на большинстве нефтяных месторождений и природный газ на 17 газовых месторождениях. В 2006 году добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» достигла 15,967 млрд м³, в том числе 10,709 млрд м³ природного газа и 5,258 млрд м³ – попутного. За последние пять лет объем добычи газа Группой вырос более чем в 3 раза, в основном за счет роста добычи природного газа (объем его добычи вырос в 9 раз).



Добыча попутного газа растет пропорционально добыче нефти и по мере развития систем утилизации газа. В Компании реализуется утвержденная в 2003 году Программа мероприятий по доведению уровня использования попутного газа на предприятиях группы «ЛУКОЙЛ» до 95%. Уровень утилизации газа составил в 2006 году 72,2%. Развитие систем утилизации позволяет сокращать сжигание газа на факелах, снижая тем самым нагрузку на окружающую среду. Компания получает также дополнительную прибыль от продажи попутного газа и продукции его переработки. Кроме этого, попутный газ используется для выработки электроэнергии на газовых станциях Компании, расположенных на месторождениях, что позволяет сокращать затраты на добычу нефти.

ЛУКОЙЛ активно развивает сегмент переработки попутного газа. В составе Группы четыре ГПЗ, которые позволяют эффективно использовать нефтяной газ путем выработки товарной продукции и, соответственно, получения прибыли, без существенных затрат на сырье. За последние годы объем переработки сырья на ГПЗ Компании вырос более чем в 2 раза в связи с приобретением Локосовского ГПЗ и ростом объемов добычи попутного газа.

Российским дочерним обществам Компании принадлежат 36 электростанций. В 2006 году они обеспечили производство 356,6 млн кВт·ч электроэнергии, или 3,4% всех потребностей Компании в электроэнергии на производственное потребление на территории России. По международным проектам, в которых участвует Компания, также используются газовые электростанции. Их суммарная мощность составляет 238,0 МВт.

Добыча природного газа Компанией растет по мере ввода в разработку крупных газовых месторождений. Сегодня основным регионом роста добычи газа является Большехетская впадина. Значительный прирост добычи газа обеспечит разработка месторождений по проекту Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане, месторождения Шах-Дениз в Азербайджане, месторождений Северного Каспия и Центрально-Астраханского месторождения в Поволжье.

Большехетская впадина

Компания приступила к работе в Большехетской впадине с момента приобретения ОАО «Ямалнефтегаздобыча» в 2001 году. За время работы группы «ЛУКОЙЛ» в этом регионе были проведены детальные сейсмические исследования, созданы транспортная и жилищная инфраструктура для разработки месторождений, построена установка

комплексной подготовки газа, пробурена 61 эксплуатационная скважина. По состоянию на 31 декабря 2006 года совокупные доказанные запасы газа всех семи месторождений Компании в Большехетской впадине составили 12,79 трлн фут³, или 48% от доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ». Всего инвестиции в разведку и разработку месторождений Большехетской впадины за период с 2002 по 2006 годы составили около 800 млн долл.

В апреле 2005 года в эксплуатацию было введено Находкинское месторождение, доказанные запасы которого по состоянию на конец 2006 года составили 3,54 трлн фут³ газа. В 2006 году месторождение было полностью разбурено и вышло на проектный уровень добычи в 8,5 млрд м³ газа. Газ, добываемый на месторождении, поставляется по 117-километровому трубопроводу на газокомпрессорную станцию «Ямбургская» и далее транспортируется по системе ОАО «Газпром». В соответствии с соглашением между ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» весь объем газа, добываемого на Находкинском месторождении, на первом этапе приобретался компанией «Газпром», однако с мая 2006 года газ поставлялся и другим потребителям.

Максимальный объем добычи на всех месторождениях Большехетской впадины составит более 23 млрд м³ газа и 2 млн т газового конденсата.

Месторождения Северного Каспия

Акватория Каспийского моря – еще один перспективный регион, который обеспечит ускоренный рост добычи газа Компанией. За десять лет работы в регионе ЛУКОЙЛ открыл шесть крупных месторождений. Доказанные запасы газа в регионе на 31 декабря 2006 года составляли 5,79 трлн фут³. Крупнейшим газовым месторождением Компании в регионе является Хвалынское – первое из месторождений, открытых группой «ЛУКОЙЛ» на Северном Каспии (в 2000 году). Его доказанные запасы на конец 2006 года оценивались в 2,26 трлн фут³ газа. Хвалынское месторождение, расположенное на границе России и Казахстана, будет разрабатываться совместным предприятием ОАО «ЛУКОЙЛ» и АО «КазМунайГаз» – ООО «Каспийская нефтегазовая компания», созданным на паритетной основе. В 2006 году проведена подготовка к созданию технико-экономического обоснования разработки месторождения на условиях Соглашения о разделе продукции между Россией и ООО «Каспийская нефтегазовая компания». Ввод месторождения в эксплуатацию запланирован на 2014 год. Проектный уровень добычи газа на месторождении составляет более 8 млрд м³/год.

Основные газовые проекты группы «ЛУКОЙЛ»*



Большехетская впадина (Россия) – 100%

Проводятся геологоразведочные работы, введено в эксплуатацию Находкинское месторождение.
Доказанные запасы – 12,8 трлн фут³.
Добыча за 2006 г. – 8,5 млрд м³.
Прогнозный уровень добычи на 2016 г. – 23 млрд м³ газа.

Центрально-Астраханское месторождение (Россия) – 100%

Ведется подготовка к добыче.
Возможные и вероятные запасы – 9,6 трлн фут³.
Прогнозный уровень добычи на 2016 г. – до 20 млрд м³ газа.

Карачаганак (Казахстан) – 15%

Ведется добыча.
Доказанные запасы – 1,2 трлн фут³.
Добыча за 2006 г. – 1,7 млрд м³.
Прогнозный уровень добычи на 2016 г. – 2,3 млрд м³ газа.

Северный Каспий (Россия) – 100%

Ведутся геологоразведочные работы и подготовка к добыче.
Доказанные запасы – 5,8 трлн фут³.
Прогнозный уровень добычи на 2016 г. – 17 млрд м³ газа.

Кандым – Хаузак – Шады (Узбекистан) – 90%

Проводятся дополнительные геологоразведочные работы, осуществляется подготовка к добыче.
Доказанные, возможные и вероятные запасы – 3,4 трлн фут³.
Прогнозный уровень добычи на 2016 г. – около 9 млрд м³.

Шах-Дениз (Азербайджан) – 10%

В конце 2006 г. начата добыча.
Доказанные запасы – 314 млрд фут³.
Прогнозный уровень добычи на 2016 г. – около 2 млрд м³ газа.

Блок А (Саудовская Аравия) – 80%

Проводятся геологоразведочные работы на высокоперспективном участке.
Обнаружено скопление углеводородов, начата оценка.

100% – доля группы «ЛУКОЙЛ».

* Запасы и добыча указаны в соответствии с долей группы «ЛУКОЙЛ», запасы на 01.01.2007, добыча включает собственное потребление и потери.

Центрально-Астраханское месторождение

В 2005 году ЛУКОЙЛ приобрел ОАО «Приморьнефтегаз», владеющее лицензией на геологическое изучение Пойменного участка, расположенного в междуречье Волги и Ахтубы. В 2004 году на этом участке было открыто крупное газоконденсатное месторождение Центрально-Астраханское, запасы которого по категориям «вероятные» и «возможные» оцениваются в 1,17 млрд барр. конденсата и 9,56 трлн фут³ газа (на конец 2006 года). Приобретение этого актива значительно увеличило ресурсную базу Компании в регионе и потенциал роста добычи. Эффективность разработки месторождения определяется его близким расположением к основным транспортным магистралям и потребителям. К тому же Южный федеральный округ России, где находится месторождение, является газодефицитным.

В 2006 году на месторождении были выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме 200 км и 3D в объеме 900 км². Состав газа месторождения характеризуется высоким содержанием сероводорода. Однако это не является существенным препятствием для его разработки. На рынке имеются высокоэффективные технологии по работе с высокосернистым газом. Компания уже имеет успешный опыт добычи подобного газа по проектам Тенгиз и Карачаганак. Газпром, кроме того, уже 20 лет разрабатывает соседнее Астраханское месторождение, аналогичное по компонентному составу газа.

Для увеличения эффективности разработки месторождения Компания рассматривает возможность строительства в регионе газохимического комплекса, который позволит получать продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Каспийский газохимический комплекс

В 2005 году Компания приняла решение о строительстве газохимического комплекса (ГХК) на юге России для переработки газа и конденсата, добываемых 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. Ежегодно ГХК будет перерабатывать более

14 млрд м³ газа и 600 тыс. т конденсата. Выгодное географическое положение комплекса определяется близостью к конечному потребителю и экспортным рынкам. В 2006 году разрабатывалось технико-экономическое обоснование инвестиций в ключевые производственные объекты комплекса. Его разработку планируется завершить в 1 кв. 2007 года.

Карачаганак

Основной объем текущей добычи природного газа Компании по зарубежным проектам приходится на месторождение Карачаганак в Республике Казахстан. Разработка месторождения вступила в интенсивную фазу в 1995 году после подписания Соглашения о принципах раздела продукции и учреждения совместного операционного консорциума – Karachaganak Petroleum Operating. В ноябре 1997 года, когда ЛУКОЙЛ приобрел долю в проекте, было подписано окончательное Соглашение о разделе продукции. Доля Компании в доказанных запасах месторождения на 31 декабря 2006 года составляет 173 млн барр. нефти и газового конденсата и 1,20 трлн фут³ газа. В 2006 году доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче газа по данному проекту составила 1 663 млн м³. Газ и нестабильный конденсат с месторождения поставляются на переработку на Оренбургский ГПЗ.

Кандым – Хаузак – Шады

Проект Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане реализуется совместно с Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз». Соглашение о разделе продукции предусматривает разработку участков Хаузак и Шады Денгизкульского месторождения и Кандымской группы месторождений (Кандым, Кувачи-Алат, Аккум, Парсанкуль, Ходжи, Западный Ходжи), а также проведение геолого-разведочных работ на Кунградском блоке. Доля Компании в доказанных запасах по данному проекту на 31 декабря 2006 года составила 7,9 млн барр. нефти и газового конденсата и 2,76 трлн фут³ газа. В 2006 году продолжились интенсивные сейсмические исследования 2D и 3D на участках Хаузак и Шады, по результатам которых уточнено местоположение проектных скважин. Геолого-промысловые исследования законсервированных разведочных скважин позволили уточнить ожидаемую продуктивность будущих эксплуатационных скважин. Начало промышленной добычи газа запланировано на конец 2007 года. Ожидаемый объем добычи по проекту в целом составляет около 10 млрд м³/год газа.

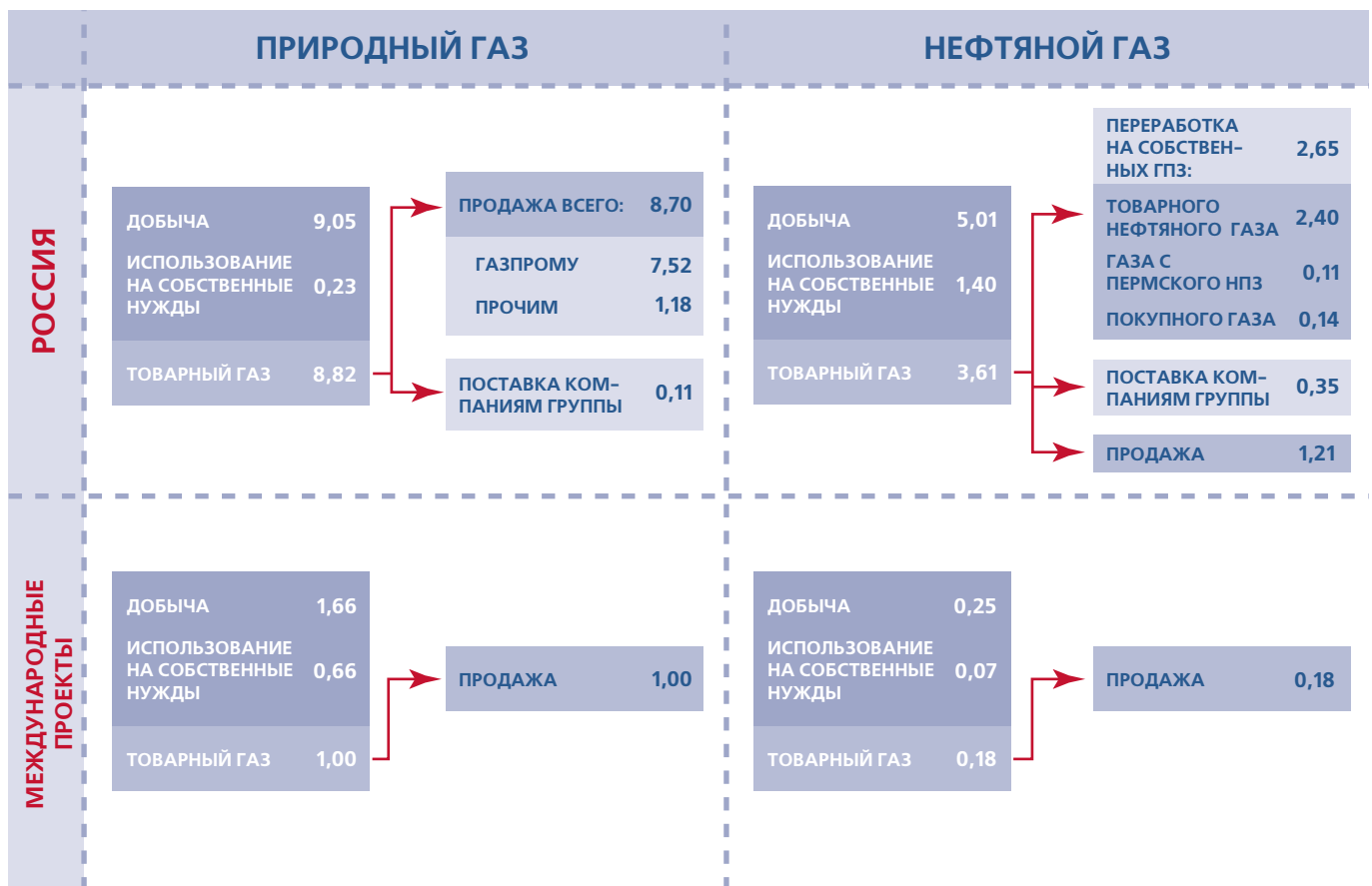
Шах-Дениз

В декабре 2006 года консорциум по разработке газоконденсатного месторождения Шах-Дениз в азербайджанском секторе Каспийского моря с участием группы «ЛУКОЙЛ» приступил к промышленной добыче углеводородов из первой эксплуатационной скважины. Однако добыча была приостановлена из-за обнаружения трещины и утечки газа на скважине вследствие роста пластового давления. Добыча была возобновлена в феврале 2007 года. Ожидаемый уровень добычи природного газа в целом по проекту составляет более 20 млрд м³ к 2016 году, конденсата – около 5 млн т. Добытый газ будет поставляться в основном по экспортному Южно-Кавказскому газопроводу Баку – Тбилиси – Эрзерум. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 10%, доля в доказанных запасах месторождения – 314 млрд фут³ газа и 10,5 млн барр. конденсата. Доля Группы в добыче по проекту в 2007 году планируется в объеме более 400 млн м³ газа.

Блок А

ЛУКОЙЛ является оператором перспективного проекта Блок А по разведке и добыче газа в Саудовской Аравии. Проект реализуется совместно с компанией Saudi Aramco. Он находится на первом геолого-разведочном этапе, в ходе которого в течение пяти лет будут проведены сейсмические исследования 2D и 3D, а также будут пробурены как минимум 9 разведочных скважин. Геолого-разведочный период может быть продлен еще на пять лет. В 2005–2006 годах активно осуществлялись интерпретация проведенных ранее сейсмических исследований, подготовка к бурению и бурение на ряде перспективных структур блока. Успешно завершено бурение первой разведочной скважины на структуре Тухман. Глубина скважины составила 4,8 тыс. м. Было обнаружено скопление углеводородов. По результатам бурения начат анализ геологической информации. Одновременно велось разведочное бурение на структуре Мулейха, были подготовлены к бурению структуры Восточный Тухман и Западный Файдах.

Газовый баланс группы «ЛУКОЙЛ», млрд м³



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 2006 г. и за каждый год, закончившийся 31 декабря 2004, 2005 и 2006 гг., и важнейших тенденций, которые могут влиять на будущие результаты его деятельности, и должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В контексте настоящего документа слова «ЛУКОЙЛ», «Компания», «Группа», местоимение «мы» и его различные формы означают ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые общества. Все суммы в долларах США указаны в миллионах, за исключением особо оговоренных случаев. Объемы собственной добычи нефти были пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность нефти, добываемой на различных месторождениях Группы. Приобретенная нефть, а также иные показатели, выраженные в баррелях, пересчитывались из тонн в баррели с использованием усредненного коэффициента, равного 7,33. Миллионы кубических метров переведены в тысячи баррелей нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 5,89, а миллионы кубических футов – в тысячи баррелей нефтяного эквивалента с использованием коэффициента 0,167.

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и некоторые другие, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах. Однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. «Заявления прогнозного характера» на с. 171, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

Основные финансовые и операционные показатели

| | 2006 | Изменение к 2005, % | 2005 | Изменение к 2004, % | 2004 |
|---|---------|------------------------|---------|------------------------|---------|
| Выручка от реализации (млн долл. США) | 67 684 | 21,4 | 55 774 | 64,8 | 33 845 |
| Чистая прибыль (млн долл. США) | 7 484 | 16,2 | 6 443 | 51,7 | 4 248 |
| Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США) | 12 299 | 18,2 | 10 404 | 44,4 | 7 203 |
| Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (долл. США): | | | | | |
| базовая прибыль | 9,06 | 14,5 | 7,91 | 52,1 | 5,20 |
| разводненная прибыль | 9,04 | 16,0 | 7,79 | 51,9 | 5,13 |
| Добыча углеводородов Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н.э.) | 783 194 | 12,3 | 697 429 | 4,9 | 665 024 |
| Добыча нефти Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. т) | 95 235 | 5,6 | 90 158 | 4,6 | 86 200 |
| Добыча товарного газа Группой с учетом доли в зависимых компаниях (млн куб. м) | 13 612 | 141,6 | 5 635 | 14,4 | 4 924 |
| Производство нефтепродуктов дочерними компаниями Группы (тыс. т) | 45 670 | 3,4 | 44 182 | 8,2 | 40 825 |
| Доказанные запасы углеводородов с учетом доли в зависимых компаниях (млн барр. н.э.) | 20 360 | 0,1 | 20 330 | 1,3 | 20 072 |

В 2006 г. чистая прибыль Компании составила 7 484 млн долл. США, что на 1 041 млн долл. США, или на 16,2%, больше по сравнению с 2005 г. Рост показателей был вызван благоприятной ценовой конъюнктурой, ростом маржи нефтепереработки, увеличением объемов добычи и переработки. Вместе с тем рост чистой прибыли сдерживался ростом налогов, ставки которых привязаны к мировым ценам на нефть. Влияние этого и других факторов подробно рассмотрено в настоящем отчете.

Сегментная информация

Деятельность Группы можно разделить на три основных операционных сегмента:

- **Разведка и добыча** – деятельность по разведке и разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и природного газа, которая ведется главным образом в Российской Федерации, а также на территории Азербайджана, Казахстана, Узбекистана, 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. В силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке» на с. 98, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным. Поэтому цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и других факторов. Соответственно, анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искаженное представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий этих сегментов. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, однако приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 23 «Сегментная информация» к консолидированной финансовой отчетности.

Краткий обзор руководством деятельности Компании

Новейшие достижения и перспективы

В 2006 г. Совет директоров одобрил программу развития Компании, в которой были определены производственные цели на 2007-2016 гг. В соответствии с ней мы планируем поддерживать прирост добычи углеводородов на уровне до 6,7% в год, что будет соответствовать среднедневной добыче более 4 млн барр. н. э. в день в 2016 г. Кроме того, к 2016 г. мы планируем расширить мощность наших нефтеперерабатывающих заводов до 100 млн т в год.

В 2006 и 2005 гг. Компания достигла следующих результатов:

- Компания стремится своевременно реагировать на изменение рыночной конъюнктуры. Так, в 2006 г. экспорт и реализация за рубежом нефтепродуктов выросли в объеме на 14,2% по сравнению с 2005 г. Это позволило нам получить дополнительную выручку от возросшей в 2006 г. маржи нефтепереработки. Рост реализации нефтепродуктов в 2006 г. привел к тому, что экспорт нефти и её реализация на международных рынках снизились в объеме на 10,7%.
- В 2006 г. введены в эксплуатацию 11 новых нефтяных месторождений (2005 г. – 8 нефтяных месторождений и 1 газовое).
- В 2006 г. выведены из эксплуатации 332 малодобитные скважины (425 в 2005 г.), средние дебиты скважин увеличились до 11,20 тонн в день, или на 1,2%, по сравнению с 2005 г.

Иные результаты, достигнутые в 2006 г., детально рассмотрены в других частях отчета.

Изменения в составе Группы и приобретение активов

В декабре 2006 г. Компания подписала соглашение со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», о приобретении 376 заправок станций в шести странах Европы. Завершение сделки планируется во втором квартале 2007 г.

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 около 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 Удмуртской Республике 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). Стоимость сделки может быть скорректирована на величину изменений рабочего капитала и ряда других показателей в соответствии с соглашением о приобретении. ХМОК владеет приблизительно 95%-й долей в уставном капитале ОАО «Хантымансийскнефтегазгеология» и 100%-ми долями в уставных капиталах ОАО «Пайтых ойл» и ОАО «Назымгеодобыча» (далее – дочерние компании ХМОК). 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. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи. Продажу оставшихся двух танкеров планируется завершить к июлю 2007 г. по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости, – 75 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. 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. ОАО «Приморьнефтегаз» является российской нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в европейской части России. 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%.

С 14 октября по 5 декабря 2005 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю уставного капитала компании «Нельсон Ресорсез Лимитед» (далее – компания «Нельсон») за 1 951 млн долл. США. Компания «Нельсон» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность на западе Казахстана. Компания «Нельсон» владеет 76%-й эффективной долей в месторождении Каракудук, 50%-й долей в месторождениях Алибекмола, Кожасай, Северные Бузачи, Арман. Компания «Нельсон» имеет также опцион на приобретение 25%-й доли в двух площадях, предназначенных для проведения геолого-разведочных работ в Казахском секторе Каспийского моря, – Южный Жамбай и Южное Забурунье. В сентябре 2006 г. компания Группы приобрела оставшуюся 40%-ю долю в уставном капитале компании «Чаппарал Ресорсез Инк.», которая владеет 60%-й долей в месторождении Каракудук в Северном Казахстане, за 89 млн долл. США. Данное приобретение увеличило долю Группы в компании «Чаппарал Ресорсез Инк.» и эффективную долю владения в месторождении Каракудук до 100%.

В ноябре 2006 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Миттал Инвестментс» о продаже 50%-й доли в стопроцентной дочерней компании «Каспиэн Инвестментс Ресорсез Лтд.» (далее – компания «Каспиэн», ранее – компания «Нельсон») за 980 млн долл. США. Завершение сделки планируется во втором квартале 2007 г. В соответствии с соглашением компания «Миттал Инвестментс» примет на себя также обязательство по выплате 50% непогашенного долга компании «Каспиэн» компаниям Группы в сумме около 160 млн долл. США.

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

В июле 2005 г. Группа приобрела 66,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 180 млн долл. США. ООО «Геойлбент» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России. Все решения, связанные с финансовой и операционной деятельностью ООО «Геойлбент», требуют одобрения держателей, как минимум, 66,7% голосующих акций. С учетом того, что миноритарный акционер ООО «Геойлбент» имеет существенные права участия в управлении, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл. США, увеличив тем самым долю владения Группы в ООО «Геойлбент» до 100%.

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

Ресурсная база

Поддержание стабильной минерально-сырьевой базы вместе с увеличением уровня восполнения добычи углеводородов приростом запасов являются основными элементами долгосрочной стратегии Компании. В соответствии с этой стратегией в 2006 г. мы увеличили доказанные запасы углеводородов с учетом нашей доли в зависимых компаниях с 20 330 до 20 360 млн барр. н. э. В приведенной ниже таблице представлены данные по резервам консолидированных компаний Группы и нашей доли в зависимых компаниях.

| (млн барр. н. э.) | 31 декабря 2006 г. | Изменения в 2006 | | | 31 декабря 2005 г. |
|---------------------------------------|-----------------------|------------------|---|-----------------------------------|-----------------------|
| | | добыча* | увеличение, открытие, приобретение новых запасов | пересмотр предыдущих оценок | |
| Западная Сибирь | 11 234 | (512) | 393 | 98 | 11 255 |
| Республика Коми | 2 314 | (90) | 44 | (165) | 2 525 |
| Урал | 2 215 | (85) | 24 | 5 | 2 271 |
| Поволжье | 1 702 | (28) | 324 | (26) | 1 432 |
| Север Тимано-Печоры | 1 300 | (13) | 23 | (47) | 1 337 |
| Прочие регионы России | 245 | (15) | 11 | (6) | 255 |
| За рубежом | 1 350 | (54) | 15 | 134 | 1 255 |
| Доказанные запасы нефти и газа | 20 360 | (797) | 834 | (7) | 20 330 |
| Вероятные запасы нефти и газа | 12 340 | | | | 12 300 |
| Возможные запасы нефти и газа | 6 022 | | | | 6 043 |

* Добыча газа показана без учета собственного потребления.

Пересмотр предыдущих оценок в 2006 г. в основном объясняется комбинацией двух противоположных факторов, которые частично компенсировали друг друга.

Первый фактор связан с изменением законодательства по налогу на добычу полезных ископаемых. Оценка руководством экономических условий, использованная при расчёте резервов на 31 декабря 2005 г., предполагала ставку НДС в размере 16,5% начиная с 2007 г., что соответствовало законодательству, действовавшему на момент оценки. В 2006 г. российское Правительство утвердило методологию расчета ставки НДС, применяемую с 1 января 2007 г., в результате чего ставка НДС оказалась выше, чем предполагалось руководством при оценке экономических условий (см. с. 100). Эти изменения экономических условий привели к пересмотру резервов нефти в сторону их уменьшения.

Другой фактор связан с изменением подхода к оценке доказанных запасов газа. Так, начиная с 1 января 2007 г. запасы газа включают в себя газ, добытый нами и направленный на собственной потребление.

Приобретение ХМОК в 2006 г. привело к росту наших доказанных запасов нефти на 226 млн барр. н. э.

Основные операционные показатели

Добыча углеводородов

| | Изменение к | | Изменение к | | 2004 |
|--|-------------|---------|-------------|---------|-------|
| | 2006 | 2005, % | 2005 | 2004, % | |
| Среднедневная добыча углеводородов, включая долю Компании в зависимых обществах (тыс. барр. н. э./сут) | 2 145 | 12,2 | 1 911 | 5,2 | 1 817 |
| – нефть | 1 926 | 5,8 | 1 820 | 4,7 | 1 738 |
| – природный и нефтяной газ* | 219 | 141,6 | 91 | 14,8 | 79 |
| Удельные затраты на добычу углеводородов (долл./барр. н. э.) | 3,08 | 15,8 | 2,66 | 8,1 | 2,46 |

* Товарный газ (за исключением газа, произведенного для собственного потребления).

Добыча нефти. В 2006 г. мы увеличили среднедневной объем добычи нефти на 5,8% по сравнению с 2005 г. (с учетом нашей доли в добыче зависимых обществ) и добыли 703,1 млн барр., или 95,2 млн т.

В приведенной ниже таблице отражены данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в 2006 и 2005 гг.

| (тыс. тонн) | 2006 | Изменение к 2005 | | | 2005 |
|---|---------------|------------------|---------------------|----------------------|---------------|
| | | итого, % | изменение структуры | органический прирост | |
| Западная Сибирь | 58 414 | 1,9 | 1 233 | (164) | 57 345 |
| Республика Коми | 11 732 | 16,8 | 1 298 | 388 | 10 046 |
| Урал | 10 854 | 6,1 | – | 620 | 10 234 |
| Поволжье | 3 001 | – | – | – | 3 001 |
| Север Тимано-Печоры | 1 870 | 7,5 | (35) | 166 | 1 739 |
| Прочие регионы России | 2 059 | 13,4 | (16) | 260 | 1 815 |
| Добыча в России | 87 930 | 4,5 | 2 480 | 1 270 | 84 180 |
| Добыча за рубежом | 3 607 | 79,2 | 1 416 | 178 | 2 013 |
| Итого добыча дочерними компаниями Группы | 91 537 | 6,2 | 3 896 | 1 448 | 86 193 |
| Доля Группы в добыче зависимых компаний: | | | | | |
| в России | 1 631 | (22,2) | (587) | 121 | 2 097 |
| за рубежом | 2 067 | 10,7 | – | 199 | 1 868 |
| Итого добыча | 95 235 | 5,6 | 3 309 | 1 768 | 90 158 |

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, является Западная Сибирь. На месторождениях Западной Сибири в 2006 г. было добыто нефти 63,8% от общего объема её добычи (в 2005 г. – 66,5%). Благодаря значительному росту добычи (16,8% по сравнению с 2006 г.) нашим вторым по этому показателю регионом стала Республика Коми. Для обеспечения стабильного органического роста в традиционных регионах добычи мы постоянно работаем над улучшением и оптимизацией методов добычи нефти, в результате чего средние дебиты скважин в Российской Федерации выросли с 11,07 т нефти в день в 2005 г. до 11,20 т нефти в день в 2006 г. Органическое снижение добычи нефти в Западной Сибири было компенсировано ростом общей добычи в результате структурных изменений, а именно благодаря доведению в конце 2005 г. до 100% нашей доли в ЗАО «СеверТЭК» и увеличению нашей доли в ЗАО «Турсунт» – компаниях, ведущих деятельность в Республике Коми и Западно-Сибирском регионе соответственно. До 2006 г. добыча этих компаний учитывалась по методу долевого участия. Кроме того, в июне 2006 г. мы приобрели ХМОК, добыча дочерних предприятий которой в период с июня по декабрь составила 901 тыс. т нефти. Структурный рост добычи за рубежом был вызван приобретением компании «Нельсон» в октябре-декабре 2005 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 течение 2006 г. мы приобрели 2 293 тыс. т нефти для поставки на наши и привлеченные нефтеперерабатывающие заводы (в 2005 г. – 5 954 тыс. т). Снижение закупок в основном объясняется временной приостановкой деятельности Одесского НПЗ в связи с его широкомасштабной реконструкцией.

| | 2006 | | 2005 | | 2004 | |
|----------------------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | (тыс. барр.) | (тыс. т) | (тыс. барр.) | (тыс. т) | (тыс. барр.) | (тыс. т) |
| Закупки нефти в России | 13 561 | 1 850 | 10 760 | 1 468 | 20 810 | 2 839 |
| Закупки нефти за рубежом | 37 390 | 5 101 | 69 122 | 9 430 | 64 695 | 8 826 |
| Итого закупки нефти | 50 951 | 6 951 | 79 882 | 10 898 | 85 505 | 11 665 |

Объем нефти, приобретенной в России в 2006 г., был на 382 тыс. т больше, чем в 2005 г., за счет роста закупок у зависимых компаний. Данное изменение отражает структурные изменения в Группе: нефть, приобретенная в 2006 г., включает в себя закупки у ООО «Геойлбент» – приобретенной в июле 2005 г. зависимой компании. В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34,0% уставного капитала ООО «Геойлбент», увеличив тем самым долю владения Группы в ООО «Геойлбент» до 100%. Закупки нефти за рубежом снизились в 2006 г. на 4 329 тыс. т по сравнению с 2005 г. Это объясняется снижением объемов нефтепереработки на наших зарубежных НПЗ и увеличением доли нефтепродуктов в нашей торговой деятельности.

Добыча газа. В 2006 г. добыча товарного газа с учетом нашей доли в добыче зависимых компаний составила 13 612 млн куб. м газа, что на 141,6% больше, чем в 2005 г. Указанный рост в основном объясняется увеличением добычи природного газа на Находкинском газовом месторождении, которая в 2006 г. составила 8 348 млн куб. м природного газа. Находкинское месторождение было запущено в эксплуатацию в апреле 2005 г. Этот проект является первым шагом по освоению месторождений Большехетской впадины, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе. Ожидается, что в 2007 г. месторождение выйдет на проектную мощность с годовым объемом добычи 10 млрд куб. м газа. Для обеспечения бесперебойных поставок природного газа с Находкинского месторождения в октябре 2003 г. нами было подписано соглашение с ОАО «Газпром». В соответствии с ним ОАО «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 ОАО «Газпром» обязуется приобретать у Группы 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 начали широкомасштабную реконструкцию Одесского НПЗ. В четвертом квартале 2007 г. мы планируем закончить первый этап реконструкции и ввести в эксплуатацию Одесский НПЗ с годовой мощностью в 2,8 млн т. Следующий этап реконструкции планируется завершить в 2008 г.

Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в целом в 2006 г. выросло на 3,4% по сравнению с 2005 г. Производство нефтепродуктов на российских НПЗ выросло на 6,1%. Производство на зарубежных НПЗ сократилось на 7,7% в результате временной приостановки выпуска продукции на Одесском НПЗ.

В конце 2004 г. мы начали менять ассортимент выпускаемой продукции в целях повышения ее качества и прибыльности наших операций. Так, в 2006 г. на российских НПЗ Группы мы произвели 6 542 тыс. т дизельного топлива, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5 (в 2005 г. – 4 671 тыс. т), а также 548 тыс. т бензина, соответствующего стандарту Евро-3 (в 2005 г. такой бензин не производился).

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы также перерабатывали нашу нефть на заводах третьих сторон. В 2006 г. в России мы переработали 3 289 тыс. т нефти, в основном для обеспечения деятельности сбытовых компаний Группы в Уральском регионе (в 2005 г. – 1 634 тыс. т). Для обеспечения нефтепродуктами наших розничных сетей в Восточной Европе в 2006 г. мы переработали 1 698 тыс. т нефти на заводах, расположенных в Белоруссии и Сербии (в 2005 г. – 1 213 тыс. т).

Наши торговые операции в основном включают в себя оптовые и бункеровочные операции в Западной Европе и Юго-Восточной Азии, Центральной Америке, а также розничные продажи в США, странах Балтии и некоторых других регионах. В течение 2006 г. мы продолжали расширять торговые операции с нефтепродуктами на рынках Западной Европы, Юго-Восточной Азии, Северной и Центральной Америки. В результате такого расширения деятельности общий объем нефтепродуктов, закупленных у третьих лиц для оптовой реализации и снабжения розничных сетей в 2006 г., увеличился до 35 928 тыс. т, или до 19 413 млн долл. США (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.

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|------------------|---------------|---------------|
| | (тыс. барр./сут) | | |
| Собственная переработка нефти | 978 | 945 | 869 |
| | (тыс. т) | | |
| Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в России * | 37 459 | 35 290 | 33 438 |
| Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы за рубежом | 8 211 | 8 892 | 7 387 |
| Итого производство нефтепродуктов на НПЗ Группы | 45 670 | 44 182 | 40 825 |
| Закупки нефтепродуктов в России | 919 | 1 394 | 2 020 |
| Закупки нефтепродуктов за рубежом | 36 034 | 32 238 | 20 507 |
| Итого закупки нефтепродуктов | 36 953 | 33 632 | 22 527 |

* Без учета выработки на мини-НПЗ.

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России

В течение 2006 г. Компания экспортировала 50,2% добытой в России нефти (за аналогичный период 2005 г. – 54,4%). 3,0% добытой нефти было экспортировано, минуя систему «Транснефть» (за аналогичный период прошлого года – 8,7%). В течение 2006 г. мы снизили объем экспорта нефти из России на 1 684 тыс. т, или на 3,7%, по сравнению с предыдущим годом с целью извлечения выгоды от роста цен на нефтепродукты в России и за рубежом, а также в связи с тем, что уровень экспортных пошлин на нефть выше уровня пошлин на нефтепродукты.

Объемы экспорта нефти из России предприятиями Группы составили:

| | 2006 | | 2005 | | 2004 | |
|-----------------------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| | (тыс. барр.) | (тыс. т) | (тыс. барр.) | (тыс. т) | (тыс. барр.) | (тыс. т) |
| Экспорт нефти через «Транснефть» | 304 034 | 41 478 | 282 418 | 38 529 | 285 204 | 38 909 |
| Экспорт нефти, минуя «Транснефть» | 19 461 | 2 655 | 53 421 | 7 288 | 54 161 | 7 389 |
| Всего экспорт нефти | 323 495 | 44 133 | 335 839 | 45 817 | 339 365 | 46 298 |

Объем нефти, экспортированной через нашу собственную экспортную инфраструктуру в течение 2006 г., составил 2 149 тыс. т по сравнению с 3 755 тыс. т в 2005 г. Снижение экспорта нефти через наши собственные терминалы объясняется тем, что мы прекратили экспорт нефти через терминал в Высоцке в третьем квартале 2005 г. в связи с увеличением пропускной способности Балтийской трубопроводной системы (принадлежащей и управляемой ОАО АК «Транснефть»). В результате в 2006 г. объемы экспорта через терминал в Приморске увеличились до 13 662 тыс. т, что на 3 949 тыс. т больше, чем за предыдущий год.

В настоящее время мы используем терминал в Высоцке для экспорта нефтепродуктов. Так, в течение 2006 г. через этот терминал мы экспортировали 8 423 тыс. т нефтепродуктов (в 2005 г. – 5 065 тыс. т). В сентябре 2006 г. мы завершили строительство терминала в Высоцке, увеличив его мощность до 11,6 млн т в год, а суммарный объем его резервуарного парка – до 460 тыс. куб. м. В дальнейшем терминал предполагается использовать как для экспорта нефти, так и для экспорта нефтепродуктов в зависимости от рыночной конъюнктуры.

В течение 2006 г. экспорт нефтепродуктов из России составил 20,5 млн т, что на 23,5% больше, чем в 2005 г. В основном мы экспортируем из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составляют более 86% от всего объема экспортируемых нефтепродуктов.

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 наши доходы. В течение 2006 г. средняя цена на нефть марки «Брент» колебалась в интервале от 55 до 79 долл./барр. С января по август 2006 г. цена на нефть изменялась циклически в рамках повышательного ценового тренда. Рост цены был связан прежде всего с политической нестабильностью в основных нефтедобывающих регионах (Ближний Восток и Западная Африка), а также ростом мировой экономики, в основном благодаря Китаю. Сразу после достижения исторического максимума в 78,69 долл./барр. на рынке началась стремительная коррекция, вызванная сочетанием ряда фундаментальных факторов (главным образом излишком предложения) и ослаблением спекулятивных факторов. Озабоченность стран ОПЕК по поводу падения цен привела к заявлениям о сокращении добычи нефти, что позволило удержать цены от резкого падения. Однако потепление в Северном полушарии привело к снижению цены на нефть марки «Брент» к концу декабря до 59 долл./барр. Добыча нефти странами-членами ОПЕК в 2006 г. составила 29,6 млн барр. в сутки, что на 1,5% меньше, чем в 2005 г. По данным Международного энергетического агентства (IEA), в течение 2006 г. мировой спрос на нефть и, соответственно, нефтепродукты вырос на 0,9% по сравнению с уровнем 2005 г., достигнув 84,4 млн барр. в сутки. Следует отметить, что ОПЕК имеет намерение поддерживать цены на нефть на уровне выше 50 долл./барр. в связи с тем, что такая средневзвешенная цена заложена в бюджеты стран ОПЕК. Указанные факторы свидетельствуют о том, что в среднесрочной перспективе цены на нефть скорее всего будут оставаться на сравнительно высоком уровне.

Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведенной ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты в 2006, 2005 и 2004 гг.

| | Изменение к | | Изменение к | | |
|---|-------------|---------|-------------|---------|--------|
| | 2006 | 2005, % | 2005 | 2004, % | 2004 |
| (в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах) | | | | | |
| Нефть марки «Брент» | 65,16 | 20,0 | 54,31 | 41,9 | 38,27 |
| Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) * | 61,37 | 21,1 | 50,67 | 46,9 | 34,50 |
| Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) * | 61,23 | 22,2 | 50,12 | 46,9 | 34,13 |
| (в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах) | | | | | |
| Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам) | 286,91 | 24,8 | 229,92 | 51,4 | 151,81 |
| Дизельное топливо (ФОБ Роттердам) | 577,92 | 14,4 | 505,01 | 44,5 | 349,37 |
| Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам) | 619,29 | 15,9 | 534,11 | 33,4 | 400,33 |

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 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.

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 2006, 2005 и 2004 гг.

| | 2006 | Изменение к 2005, % | 2005 | Изменение к 2004, % | 2004 |
|---|--------|------------------------|--------|------------------------|--------|
| (в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах) | | | | | |
| Мазут топочный | 175,07 | 42,9 | 122,54 | 73,1 | 70,78 |
| Дизельное топливо | 473,44 | 12,8 | 419,74 | 47,4 | 284,75 |
| Бензин (А-92) | 559,11 | 14,9 | 486,71 | 27,3 | 382,19 |
| Бензин (Аи-95) | 617,41 | 15,9 | 532,52 | 25,7 | 423,60 |

Источник: Кортес (за вычетом НДС).

Обменный курс рубля к доллару США и темпы инфляции

Значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов в России выражена в рублях. Поэтому рублевая инфляция и колебания обменного курса могут существенно влиять на результаты наших операций. В частности, реальное укрепление рубля по отношению к доллару США отрицательно влияет на нашу операционную прибыль, так как приводит к увеличению наших затрат в долларовом исчислении.

Приведенная ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России, изменении курса рубля к доллару США и уровне реального укрепления рубля по отношению к доллару США.

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|-------|-------|-------|
| Рублевая инфляция (ИПЦ), % | 9,1 | 10,9 | 11,7 |
| Изменение обменного курса рубля к доллару США, % | 8,5 | (3,7) | 5,8 |
| Реальное укрепление рубля по отношению к доллару США*, % | 19,3 | 6,9 | 18,5 |
| Средний обменный курс за период (рубли к доллару США) | 27,19 | 28,29 | 28,82 |
| Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США) | 26,33 | 28,78 | 27,75 |

* Обесценение покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное 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 2006, 2005 и 2004 гг. налоги на российскую долю операций составляли более 80% всех наших налоговых расходов.

В дополнение к налогу на прибыль в РФ 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
- акцизные сборы и экспортные тарифы
- налог на имущество
- единый социальный налог
- НДС
- прочие местные налоги и сборы

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем налогов, включая налог на прибыль, налоги, кроме налога на прибыль, а также акцизные сборы и экспортные тарифы, поделенный на величину прибыли до налогообложения и уплаты соответствующих налогов и сборов) составляли в 2006, 2005 и 2004 гг. 77%, 74% и 71% соответственно. В 2006 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 55% 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. В 2005 г. Группа признала затраты в размере 163 млн долл. США по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествовавшие 2004-му финансовому году.

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

| | | Изменение | | Изменение | | |
|--|---------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|
| | | 2006* | к 2005, % | 2005* | к 2004, % | 2004* |
| Пошлины на экспорт нефти | долл./т | 197,01 | 50,8 | 130,62 | 134,2 | 55,77 |
| Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки | | | | | | |
| легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли | долл./т | 143,40 | 55,4 | 92,26 | 143,2 | 37,93 |
| жидкие топлива (мазут) | долл./т | 77,27 | 46,5 | 52,73 | 43,9 | 36,64 |
| Акцизы на продукты нефтепереработки | | | | | | |
| высокооктановый бензин | руб./т | 3 629,00 | – | 3 629,00 | 8,0 | 3 360,00 |
| низкооктановый бензин | руб./т | 2 657,00 | – | 2 657,00 | 8,0 | 2 460,00 |
| дизельное топливо | руб./т | 1 080,00 | – | 1 080,00 | 8,0 | 1 000,00 |
| моторные масла | руб./т | 2 951,00 | – | 2 951,00 | 8,0 | 2 732,00 |
| Налог на добычу полезных ископаемых | | | | | | |
| нефть | руб./т | 2 265,69 | 20,8 | 1 876,26 | 78,2 | 1 052,76 |
| природный газ | руб./1 000 м ³ | 147,00 | 8,9 | 135,00 | 26,2 | 107,00 |

* Средние значения.

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

| | | Изменение к | | Изменение к | | |
|-------------------------------------|----------------------------|-------------|---------|-------------|---------|--------|
| | | 2006* | 2005, % | 2005* | 2004, % | 2004* |
| Акцизы на продукты нефтепереработки | | | | | | |
| высокооктановый бензин | долл./т | 133,49 | 4,1 | 128,29 | 10,0 | 116,59 |
| низкооктановый бензин | долл./т | 97,74 | 4,1 | 93,93 | 10,0 | 85,36 |
| дизельное топливо | долл./т | 39,73 | 4,1 | 38,18 | 10,0 | 34,70 |
| моторные масла | долл./т | 108,55 | 4,1 | 104,33 | 10,0 | 94,80 |
| Налог на добычу полезных ископаемых | | | | | | |
| нефть | долл./т | 83,34 | 25,7 | 66,32 | 81,5 | 36,53 |
| природный газ | долл./1 000 м ³ | 5,41 | 13,4 | 4,77 | 28,6 | 3,71 |

* Средние значения.

В течение 2006 г. ставки ряда налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, значительно выросли по сравнению с прошлым годом. Основной причиной этого роста стала динамика мировых цен на нефть марки «Юралс». Ниже приведены методики расчета таких налогов. Акцизы на реализацию нефтепродуктов в России в 2006 г. не менялись.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти определяется следующим образом. С 1 января 2005 г. 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). Данный метод расчета налога применялся до 31 декабря 2006 г.

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. Периодически российские власти меняют величину ставки налога. 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 трехуровневой 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 с учетом средней цены на нефть марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за последний период мониторинга цен на нефть и вводятся в действие с 1-го числа второго календарного месяца, следующего за окончанием периода мониторинга. Периодом мониторинга цен на нефть являются каждые два календарных месяца начиная с 1 ноября 2001 г.

Таким образом, метод расчета экспортной пошлины на нефть 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. В частности, нефть, экспортируемая с территории России в Белоруссию, подлежит обложению вывозной 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 вывозной 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 ОАО АК «Транснефть» (далее – «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. В то же время российские компании испытывают ограничения по экспорту нефти из России в связи с ограниченными пропускными возможностями российской транспортной инфраструктуры на наиболее прибыльных экспортных направлениях. Кроме того, 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», осуществляется по железной дороге, морским и речным транспортом, а также с использованием нашей собственной экспортной инфраструктуры. Наша экспортная инфраструктура включает в себя порт Высоцк в Ленинградской области, терминал Варандей в Ненецком автономном округе и терминал в поселке Ижевское Калининградской области.

Транспортировка нефтепродуктов в Российской Федерации осуществляется с использованием железнодорожного транспорта и через сеть нефтепродуктопроводов, принадлежащую компании ОАО АК «Транснефть». 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 властями 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 2006 г. составил: на транспортировку нефти трубопроводом – 8,0%, на транспортировку нефтепродуктов трубопроводом – 4,1%, на железнодорожные перевозки – 8,9%. 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 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.

| | 2006 (млн долл. США) | 2005 | Изменение, % |
|--|-------------------------|----------------|-----------------|
| Выручка | | | |
| Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины) | 67 684 | 55 774 | 21,4 |
| Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия | 425 | 441 | (3,6) |
| Итого выручка | 68 109 | 56 215 | 21,2 |
| Затраты и прочие расходы | | | |
| Операционные расходы | (4 657) | (3 487) | 33,6 |
| Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии | (22 374) | (19 398) | 15,3 |
| Транспортные расходы | (3 863) | (3 519) | 9,8 |
| Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы | (2 885) | (2 578) | 11,9 |
| Износ и амортизация | (1 851) | (1 315) | 40,8 |
| Налоги (кроме налога на прибыль) | (8 075) | (6 334) | 27,5 |
| Акцизы и экспортные пошлины | (13 570) | (9 931) | 36,6 |
| Затраты на геолого-разведочные работы | (209) | (317) | (34,1) |
| (Убыток) прибыль от выбытия и обесценения активов | (148) | 52 | – |
| Прибыль от основной деятельности | 10 477 | 9 388 | 11,6 |
| Расходы по процентам | (302) | (275) | 9,8 |
| Доходы по процентам и дивидендам | 111 | 96 | 15,6 |
| Прибыль (убыток) по курсовым разницам | 169 | (134) | – |
| Прочие внеоперационные расходы | (118) | (44) | 168,2 |
| Доля миноритарных акционеров | (80) | (121) | (33,9) |
| Прибыль до налога на прибыль | 10 257 | 8 910 | 15,1 |
| Текущий налог на прибыль | (2 906) | (2 301) | 26,3 |
| Отложенный налог на прибыль | 133 | (166) | – |
| Итого налог на прибыль | (2 773) | (2 467) | 12,4 |
| Чистая прибыль | 7 484 | 6 443 | 16,2 |
| Базовая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США) | 9,06 | 7,91 | 14,5 |
| Разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США) | 9,04 | 7,79 | 16,0 |

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Выручка от реализации

| Продажи по видам продукции | 2006 | | 2005 | |
|--|----------------|---------------|---------------|---------------|
| | (млн дол. США) | | | |
| Нефть | | | | |
| Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ | 16 859 | 24,9% | 15 589 | 28,0% |
| Экспорт и продажи в странах СНГ | 790 | 1,2% | 778 | 1,4% |
| Продажи на внутреннем рынке | 376 | 0,6% | 120 | 0,2% |
| | 18 025 | 26,7% | 16 487 | 29,6% |
| Нефтепродукты | | | | |
| Экспорт и реализация на международных рынках | | | | |
| оптовая реализация | 30 302 | 44,7% | 22 923 | 41,1% |
| розничная реализация | 7 157 | 10,6% | 6 293 | 11,3% |
| Продажи на внутреннем рынке | | | | |
| оптовая реализация | 5 431 | 8,0% | 4 753 | 8,5% |
| розничная реализация | 2 720 | 4,0% | 1 972 | 3,5% |
| | 45 610 | 67,3% | 35 941 | 64,4% |
| Нефтехимические продукты | | | | |
| Экспорт и продажи на международных рынках | 1 260 | 1,9% | 1 134 | 2,0% |
| Продажи на внутреннем рынке | 569 | 0,8% | 469 | 0,9% |
| | 1 829 | 2,7% | 1 603 | 2,9% |
| Прочие виды продукции | 2 220 | 3,3% | 1 743 | 3,1% |
| Продажи, всего | 67 684 | 100,0% | 55 774 | 100,0% |

| Объемы продаж | 2006 | | 2005 | |
|--|----------------|---------------|----------------|---------------|
| | | | | |
| Нефть | | | | |
| (тыс. барр.) | | | | |
| Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ | 278 972 | | 312 712 | |
| Экспорт и продажи в странах СНГ | 21 682 | | 23 852 | |
| Продажи на внутреннем рынке | 13 363 | | 4 926 | |
| Нефть | | | | |
| (тыс. тонн) | | | | |
| Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ | 38 059 | 30,0% | 42 662 | 34,7% |
| Экспорт и продажи в странах СНГ | 2 958 | 2,3% | 3 254 | 2,6% |
| Продажи на внутреннем рынке | 1 823 | 1,4% | 672 | 0,5% |
| | 42 840 | 33,7% | 46 588 | 37,8% |
| Нефтепродукты | | | | |
| (тыс. тонн) | | | | |
| Экспорт и продажи на международных рынках | | | | |
| оптовая реализация | 57 558 | 45,4% | 49 549 | 40,2% |
| розничная реализация | 7 171 | 5,7% | 7 117 | 5,8% |
| Продажи на внутреннем рынке | | | | |
| оптовая реализация | 15 155 | 12,0% | 16 421 | 13,3% |
| розничная реализация | 3 995 | 3,2% | 3 549 | 2,9% |
| | 83 879 | 66,3% | 76 636 | 62,2% |
| Объемы продаж нефти и нефтепродуктов, всего | 126 719 | 100,0% | 123 224 | 100,0% |

| Средние сложившиеся цены реализации | 2006 | | 2005 | |
|---|---------------|-----------|---------------|-----------|
| | (долл./барр.) | (долл./т) | (долл./барр.) | (долл./т) |
| Средняя цена продаж на мировом рынке | | | | |
| Нефть (кроме стран СНГ) | 60,43 | 442,96 | 49,85 | 365,41 |
| Нефть (в странах СНГ) | 36,46 | 267,22 | 32,63 | 239,20 |
| Нефтепродукты | | | | |
| оптовая реализация | | 526,46 | | 462,61 |
| розничная реализация | | 998,05 | | 884,30 |
| Средняя цена продаж на внутреннем рынке | | | | |
| Нефть | 28,16 | 206,43 | 24,44 | 179,15 |
| Нефтепродукты | | | | |
| оптовая реализация | | 358,38 | | 289,41 |
| розничная реализация | | 680,79 | | 555,80 |

В 2006 г. наша выручка от реализации увеличилась на 11 910 млн долл. США, или на 21,4%, по сравнению с 2005 г.

Общий объем реализованных нефти и нефтепродуктов составил 126,7 млн т, что примерно равно уровню 2005 г. (рост на 2,8%). Выручка от продаж нефти выросла на 1 538 млн долл. США, или на 9,3%. Выручка от продаж нефтепродуктов увеличилась на 9 669 млн долл. США, или на 26,9%.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации достигла в 2006 г. 83,4% (83,3% в 2005 г.).

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- благоприятная ценовая конъюнктура (см. раздел «Изменение цен на нефть и продукцию нефтепереработки» на с. 98)
- увеличение объема добычи нефти (см. раздел «Добыча углеводородов» на с. 95)
- увеличение объема операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц (см. с. 96)
- увеличение объемов переработки нефти в результате роста маржи нефтепереработки

Реализация нефти

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. Негативный 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%.

Реализация нефтепродуктов

Выручка от реализации нефтепродуктов составила 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% в 2005 г.). Уменьшение доли внутренних продаж объясняется расширением объема наших торговых операций за рубежом.

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 63,85 долл./т, или на 13,8%, по сравнению с 2005 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителям 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%). Розничные продажи за рубежом включают в себя поставки нефтепродуктов на сторонние АЗС, осуществляемые в рамках долгосрочных контрактов, цены поставок по которым незначительно отличаются от розничных.

Оптовая реализация нефтепродуктов в России в 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

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 продукты нефтехимии.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от продаж газа, продукции газопереработки, а также выручку от реализации производственными сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, например, как электричество, теплоснабжение и т.д.). Выручка от реализации прочей произведенной Компанией продукции и оказанных ею услуг выросла на 477 млн долл. США, или на 27,4%, в основном в результате роста объемов реализации газа и продукции газопереработки. Выручка от продажи природного газа в 2006 г. составила 230 млн долл. США. Основным покупателем добытого нами в Российской Федерации природного газа является ОАО «Газпром», которому в 2006 г. мы поставили 7,5 млрд куб. м газа по средней цене реализации 23,6 доллара США за 1 000 куб. м. Детали соглашения с Газпромом приведены на с. 96.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

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. Нашей крупнейшей зависимой компанией является ЗАО «Тургай-Петролеум», разрабатывающее месторождение Кумколь в Казахстане. Группа владеет в этой компании 50%-й долей. 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:

| | 2006 | 2005 |
|---|-----------------|---------------|
| | (млн долл. США) | |
| Затраты на добычу углеводородов | 2 312 | 1 764 |
| Затраты на переработку | 730 | 644 |
| Затраты предприятий нефтехимии | 247 | 214 |
| Прочие операционные расходы | 1 782 | 1 275 |
| | 5 071 | 3 897 |
| Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведенных внутри Группы | (414) | (410) |
| Итого операционные расходы | 4 657 | 3 487 |
| Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии | 22 374 | 19 398 |

По сравнению с 2005 г. операционные расходы увеличились на 1 170 млн долл. США, или на 33,6%, что в основном объясняется ростом расходов на добычу углеводородов и прочих операционных расходов.

Значительным фактором, оказывающим влияние на наши операционные расходы в России, остается реальное укрепление рубля по отношению к доллару США. Реальное укрепление рубля в 2006 г. составило 19,3%.

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, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, страхование имущества нефтедобывающих предприятий и иные аналогичные затраты.

Расходы нефтегазодобывающих 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.

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 прошлым 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., а также 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 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 широкомасштабной реконструкцией.

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.

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 и т.д.), и операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, и платежи за переработку нефти на сторонних НПЗ. Прочие операционные расходы выросли на 507 млн долл. США, или на 39,8%, по сравнению с 2005 г. Данный рост объясняется увеличением объемов переработки нефти на сторонних НПЗ, ростом закупок газа и продуктов газопереработки, а также ростом прочей реализации.

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, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии выросла в 2006 г. на 2 976 млн долл. США, или на 15,3%, 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. Это произошло за счет уменьшения объема закупок нефти в 2006 г. в связи с временной приостановкой работы Одесского НПЗ.

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

Увеличение общего объема продаж наряду с ростом тарифов на транспортировку нефти и нефтепродуктов повлекло за собой увеличение транспортных расходов в 2006 г. на 344 млн долл. США, или на 9,8%, 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 прошлого 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

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2006 г. на 307 млн долл. США, или на 11,9%, по сравнению с 2005 г. В их состав входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию (кроме страхования имущества добывающих и перерабатывающих предприятий), содержанию и обслуживанию объектов социальной инфраструктуры, расходы по созданию резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Рост коммерческих, общехозяйственных и административных расходов 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 непромышленного назначения, амортизация нематериальных активов. 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 г. и в 2006 г.

Затраты на геолого-разведочные работы

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 прошлого 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 году 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

Убыток от выбытия и обесценения активов в 2006 г. составил 148 млн долл. США по сравнению с прибылью в сумме 52 млн долл. США за аналогичный период 2005 г.

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, связанных 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

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 «Нельсон», 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)

Рост налогов (кроме налога на прибыль) обусловлен главным образом ростом на 1 691 млн долл. США налога на добычу полезных ископаемых. Его ставка зависит от цены на нефть на мировых рынках (см. раздел «Налоговая нагрузка» на с. 99). 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.

| | 2006 | | 2005 | |
|-------------------------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| | В России | За рубежом | В России | За рубежом |
| | (млн долл. США) | | | |
| Налог на добычу полезных ископаемых | 7 281 | – | 5 590 | – |
| Социальные налоги и отчисления | 309 | 47 | 284 | 40 |
| Налог на имущество | 219 | 28 | 210 | 23 |
| Прочие налоги и отчисления | 160 | 31 | 162 | 25 |
| | 7 969 | 106 | 6 246 | 88 |
| Итого | | 8 075 | | 6 334 |

Акцизы и экспортные пошлины

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу нефтепродуктов, а также пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов. По сравнению с 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 (см. раздел «Налоговая нагрузка» на с. 99). 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.

| | 2006 | | 2005 | |
|--|-----------------|---------------|--------------|--------------|
| | В России | За рубежом | В России | За рубежом |
| | (млн долл. США) | | | |
| Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов | 610 | 2 835 | 654 | 2 679 |
| Экспортные пошлины | 10 114 | 11 | 6 590 | 8 |
| | 10 724 | 2 846 | 7 244 | 2 687 |
| Итого | | 13 570 | | 9 931 |

Налог на прибыль

По сравнению с 2005 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль увеличился 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%), 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.

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

| | 2006 | 2005 |
|----------------------------------|-----------------|---------------|
| | (млн долл. США) | |
| Чистая прибыль | 7 484 | 6 443 |
| Увеличивается на: | | |
| налог на прибыль | 2 773 | 2 467 |
| износ и амортизацию | 1 851 | 1 315 |
| расходы по уплате процентов | 302 | 275 |
| доходы по процентам и дивидендам | (111) | (96) |
| ЕБИТДА | 12 299 | 10 404 |

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (далее – 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, подготовленным в соответствии с ОПБУ США. ЕБИТДА не отражает необходимость в замещении наших основных средств.

Сравнение результатов деятельности Компании в 2005 и 2004 гг.

В приведенной ниже таблице отражены подробные данные по статьям доходов и расходов консолидированных отчетов о прибылях и убытках за указанные периоды.

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

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Выручка от реализации

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

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

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

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

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

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

Основные факторы, способствовавшие росту объема продаж:

- благоприятная ценовая конъюнктура
- увеличение общего объема добычи нефти
- увеличение объема операций по перепродаже нефтепродуктов, приобретенных у третьих лиц
- увеличение объемов переработки нефти

Реализация нефти

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

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

Реализация нефтепродуктов

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

Средняя оптовая цена реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 145,37 долл./т, или на 45,8%, по сравнению с 2004 г. Объем нефтепродуктов, реализованных оптовым потребителям за пределами Российской Федерации, увеличился на 13 603 тыс. т, или на 37,8%. В результате выручка от оптовых продаж нефтепродуктов увеличилась на 11 520 млн долл. США, или на 101,0%.

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

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

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

Реализация продуктов нефтехимии

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

Реализация прочей продукции

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

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2005 г. увеличилась на 228 млн долл. США, или на 107,0%, по сравнению с 2004 г. в результате роста прибыльности зависимых нефтедобывающих компаний, в частности благодаря увеличению чистой прибыли компании ЗАО «Тургай-Петролеум». ЗАО «Тургай-Петролеум», наша 50%-я зависимая компания, является участником совместного предприятия «Тургай-Петролеум», разрабатывающего месторождение Кумколь в Казахстане. Доля Группы в чистой прибыли ЗАО «Тургай-Петролеум» в 2005 г. составила 198 млн долл. США, что на 153 млн долл. США больше, чем в предыдущем году.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

| | 2005 | 2004 |
|---|-----------------|---------------|
| | (млн долл. США) | |
| Затраты на добычу углеводородов | 1 764 | 1 556 |
| Затраты на переработку | 644 | 532 |
| Затраты предприятий нефтехимии | 214 | 207 |
| Прочие операционные расходы | 865 | 585 |
| Итого операционные расходы | 3 487 | 2 880 |
| Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии | 19 398 | 10 124 |

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

Затраты на добычу углеводородов. В состав затрат на добычу входят затраты на ремонт добывающего оборудования, расходы на оплату труда, затраты на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, затраты на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, страхование имущества нефтегазодобывающих 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.

Наши затраты на добычу углеводородов в 2005 г. выросли на 208 млн долл. США, или на 13,4%, по сравнению с 2004 г. Рост затрат обусловлен увеличением объемов добычи углеводородов дочерними компаниями Группы до 665,6 млн барр. н.э., или на 4,9%, по сравнению с 2004 г., увеличением расходов на капитальный и текущий ремонты, а также проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов. Кроме того, на рост затрат на добычу негативное влияние оказало реальное укрепление рубля к доллару США. Однако влияние указанных факторов было частично компенсировано увеличением средних дебитов скважин с 10,70 т нефти в день в 2004 г. до 11,07 т нефти в день в 2005 г. В результате величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 2,46 долл./барр. н.э. до 2,66 долл./барр. н.э., или на 8,1%.

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

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

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

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

Прочие операционные расходы включают в себя затраты предприятий газопереработки, стоимость реализуемых компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с основной деятельностью (таких, например, как электричество, теплоснабжение и т.д.), и операционные расходы прочих непрофильных предприятий Группы. Прочие операционные расходы включают в себя также расходы, связанные с транспортировкой нефти от добывающих до перерабатывающих предприятий Группы, платежи за переработку нефти на сторонних НПЗ и величину изменения остатка запасов нефти и нефтепродуктов, возникших в результате сделок внутри Группы. Прочие операционные расходы выросли на 280 млн долл. США по сравнению с 2004 г. Данный рост объясняется увеличением объемов переработки нефти на сторонних НПЗ, ростом объема продаж прочей продукции, в частности продуктов газопереработки, а также изменением остатков запасов нефти и нефтепродуктов, возникших в результате сделок внутри Группы в четвертом квартале 2005 г.

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

Транспортные расходы

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

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

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

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

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

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

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

Износ и амортизация

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

Затраты на геолого-разведочные работы

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

Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов

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

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

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

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

Расходы по процентам

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

Налоги (кроме налога на прибыль)

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

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

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

Акцизы и экспортные пошлины

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

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

Налог на прибыль

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

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

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

| | 2005 | 2004 |
|----------------------------------|-----------------|--------------|
| | (млн долл. США) | |
| Чистая прибыль | 6 443 | 4 248 |
| Увеличивается на: | | |
| налог на прибыль | 2 467 | 1 760 |
| износ и амортизацию | 1 315 | 1 075 |
| расходы по уплате процентов | 275 | 300 |
| доходы по процентам и дивидендам | (96) | (180) |
| ЕБИТДА | 10 404 | 7 203 |

Анализ движения денежных средств и капитальных затрат

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|-----------------|---------|---------|
| | (млн долл. США) | | |
| Денежные средства, полученные от основной деятельности | 7 639 | 6 097 | 4 180 |
| Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности | (7 515) | (6 225) | (3 741) |
| Денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности | (1 059) | 539 | (650) |

Основным источником денежных средств Компании являются денежные средства, полученные от основной деятельности, объем которых в 2006 г. составил 7 639 млн долл. США, что на 1 542 млн долл. США больше, чем в 2005 г. В 2006 г. на денежные потоки от операционной деятельности оказали влияние следующие факторы:

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

Кроме того, в 2006 г. значительное негативное влияние на приток денежных средств, полученных от основной деятельности, оказало увеличение рабочего капитала на 1 621 млн долл. США по сравнению с 1 января 2006 г. Основными причинами этого стали:

- рост запасов на 816 млн долл. США, что связано как с ростом объемов нефти и нефтепродуктов в запасах, так и с ростом закупочных цен на них
- чистый рост на 733 млн долл. США дебиторской и кредиторской задолженности по НДС
- чистый рост на 239 млн долл. США дебиторской и кредиторской задолженности по налогу на прибыль
- чистый рост текущей части прочих налогов к уплате/к возмещению на 94 млн долл. США

В то же время рост рабочего капитала был частично компенсирован за счет чистого снижения торговой дебиторской и кредиторской задолженности на 180 млн долл. США.

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 составляют 847 млн долл. США, заплаченных Группой за приобретение ХМОК, а также 300 млн долл. США в качестве аванса на приобретение оставшихся 34% ООО «Геойлбент». В прошлом году мы заплатили 2 874 млн долл. США в основном за приобретение долей в компаниях «Нельсон», ОАО «Приморьнефтегаз», «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy», оставшейся доли в ЗАО «СеверТЭК», доли в ООО «Геойлбент» и за увеличение нашей доли в компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД».

Отток денежных средств в результате финансовой деятельности в 2006 г. связан с приобретением акций Компании на сумму 782 млн долл. США в рамках программы по управлению собственным капиталом. Чистые денежные средства, полученные от изменения краткосрочной и долгосрочной задолженности, составили в 2006 г. 715 млн долл. США по сравнению с 1 132 млн долл. США в прошлом году. Поступления в 2006 г. включают 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 «КонокоФиллипс» как вклад в финансирование совместного предприятия в Тимано-Печорском регионе (ранее этот займ учитывался как вклад в акционерный капитал) (см. Примечание 18 «Консолидация предприятия с переменной долей участия» к консолидированной финансовой отчетности)

Также в 2006 г. Компания выплатила 1 007 млн долл. США дивидендов (746 млн долл. США в 2005 г.). Все это привело к тому, что величина денежных средств, использованных в финансовой деятельности в течение 2006 г., составила 1 059 млн долл. США по сравнению с 539 млн долл. США, полученными в результате 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 2006 г. Компания располагала неиспользованными краткосрочными кредитными линиями в различных банках на сумму около 1,6 млрд долл. США.

На протяжении 2006 г. Компания проводила систематическую работу по снижению задолженности Группы, обеспеченной залогом экспортной выручки и основных средств Компании. По состоянию на 31 декабря 2006 г. доля такой задолженности составляла 14%, а по состоянию на 31 декабря 2005 г. – 35%.

Кредитный рейтинг Компании

Долгосрочный кредитный рейтинг Компании, присвоенный ей рейтинговым агентством Standard & Poor's, составляет «BB+». Нашим рублевым облигациям присвоен рейтинг «RuAA+».

Агентством Moody's Компании был повышен кредитный рейтинг на две ступени – от «Ba1» до «Baa2».

В 2006 г. рейтинговое агентство Fitch присвоило Компании рейтинг эмитента по обязательствам в иностранной и национальной валюте на уровне «BBB-», а также краткосрочный рейтинг на уровне «F3».

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

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|------------------------------------|-----------------|--------------|--------------|
| | (млн долл. США) | | |
| Разведка и добыча | | | |
| Россия | 4 334 | 2 487 | 2 100 |
| за рубежом | 786 | 431 | 189 |
| Итого разведок и добыча | 5 120 | 2 918 | 2 289 |
| Переработка, торговля и сбыт | | | |
| Россия | 916 | 654 | 677 |
| за рубежом | 559 | 475 | 393 |
| Итого переработка, торговля и сбыт | 1 475 | 1 129 | 1 070 |
| Нефтехимия | | | |
| Россия | 121 | 59 | 55 |
| за рубежом | 51 | 18 | 16 |
| Итого нефтехимия | 172 | 77 | 71 |
| Прочие | 119 | 53 | 17 |
| ИТОГО капитальных затрат* | 6 886 | 4 177 | 3 447 |

Приобретение компаний и инвестиции Группы**

| | | | |
|--|--------------|--------------|------------|
| Разведка и добыча | | | |
| Россия | 1 469 | 778 | 23 |
| за рубежом | 91 | 1 959 | 143 |
| Итого разведок и добыча | 1 560 | 2 737 | 166 |
| Переработка, торговля и сбыт | | | |
| Россия | 122 | 27 | 1 |
| за рубежом | – | 229 | 305 |
| Итого переработка, торговля и сбыт | 122 | 256 | 306 |
| Прочие | 32 | – | 5 |
| За минусом приобретенных денежных средств | (26) | (119) | – |
| Итого | 1 688 | 2 874 | 477 |

* Включая неденежные операции.

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

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2006 г. составили 6 886 млн долл. США, что на 2 709 млн долл. США превышает уровень 2005 г. В основном этот рост был обусловлен затратами в сегменте разведки и добычи, которые выросли на 2 202 млн долл. США по сравнению с аналогичным показателем в 2005 г. Рост капитальных затрат на разведку и добычу в новых регионах составил 725 млн долл. США. В Западной Сибири и в европейской части России капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 483 и 366 млн долл. США соответственно. Рост капитальных затрат, относящихся к нашим зарубежным проектам (за исключением Каспия), составил в 2006 г. 459 млн долл. США. По оценкам Компании, в 2007 г. капитальные затраты в сегменте разведки и добычи составят примерно 5,4 млрд долл. США, в том числе 0,7 млрд долл. США – за пределами России. Капитальные затраты в сегменте переработки, торговли и сбыта планируются на уровне 1,4 млрд долл. США, из которых 0,5 млрд долл. США – за пределами России.

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

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|---------------------|-----------------|--------------|-------------|
| | (млн долл. США) | | |
| Север Тимано-Печоры | 1 526 | 673 | 379 |
| Ямал | 135 | 216 | 325 |
| Каспий* | 212 | 259 | 77 |
| Итого | 1 873 | 1 148 | 781 |

* Российские и международные проекты.

Договорные обязательства, условные события и забалансовые обязательства

Обязательства по капитальным вложениям и договорные обязательства Компании

Компания и ее дочерние общества имеют значительные обязательства по осуществлению капитальных вложений, связанные с разработкой нефтегазовых месторождений в России. Эти обязательства регулируются законодательно и описаны в лицензионных соглашениях. Руководство Группы считает, что значительная часть таких обязательств будет выполнена в рамках контрактов, заключенных Группой с «Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» (см. подробнее ниже).

В связи с продажей ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») Группа заключила в 2005 г. 5-летний контракт на оказание ею услуг по бурению. По условиям контракта эти услуги «Буровая компания «Евразия» будет оказывать в течение следующих трех лет на общую сумму 2 172 млн долл. США.

В 2005 г. Компания подписала четырехлетнее соглашение с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств капитального характера по данному соглашению в 2007 г. оценивается Группой в сумме около 1 255 млн долл. США.

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

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 750 млн долл. США и 57 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» соответственно.

У Группы имеются также определенные долгосрочные обязательства по аренде заправочных станций на территории США и морских судов на следующие 9 лет.

В таблице ниже представлена информация об общей сумме наших договорных обязательств и обязательств по капитальным вложениям.

| Млн долл. США | Итого | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | После |
|---|--------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|
| Балансовые обязательства | | | | | | | |
| Краткосрочная задолженность | 1 001 | 1 001 | – | – | – | – | – |
| Долгосрочные банковские займы и кредиты | 3 204 | 311 | 2 249 | 128 | 270 | 86 | 160 |
| Долгосрочные небанковские займы и кредиты | 73 | 29 | 22 | 6 | 7 | 7 | 2 |
| Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон | 1 043 | – | – | – | – | – | 1 043 |
| 3,5%-ные конвертируемые валютные облигации со сроком погашения в 2007 г. | 4 | 4 | – | – | – | – | – |
| 7,25%-ные рублевые облигации со сроком погашения в 2009 г. | 228 | – | – | 228 | – | – | – |
| 7,10%-ные рублевые облигации со сроком погашения в 2011 г. | 304 | – | – | – | – | 304 | – |
| 7,40%-ные рублевые облигации со сроком погашения в 2013 г. | 228 | – | – | – | – | – | 228 |
| Обязательства по аренде | 99 | 32 | 29 | 18 | 11 | 7 | 2 |
| ИТОГО | 6 184 | 1 377 | 2 300 | 380 | 288 | 404 | 1 435 |
| Забалансовые обязательства | | | | | | | |
| Обязательства по капитальным вложениям в рамках лицензионных соглашений в России* | 1 731 | 372 | 401 | 330 | 126 | 150 | 352 |
| Обязательства по операционной аренде | 1 451 | 341 | 267 | 215 | 124 | 122 | 382 |
| Обязательства по капитальным вложениям компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» | 750 | 136 | 250 | 141 | 149 | 74 | – |
| Обязательства по капитальным вложениям компании «Петротел-ЛУКОЙЛ» | 57 | 2 | – | 18 | 1 | 1 | 35 |
| Обязательства по модернизации нефтехимического завода на Украине | 156 | 97 | 52 | 7 | – | – | – |
| Обязательства по капитальным вложениям в СРП | 343 | 224 | 64 | 12 | 2 | 2 | 39 |
| Обязательства по контракту с «Буровой компанией «Евразия» | 2 172 | 773 | 697 | 702 | – | – | – |
| Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг» | 1 255 | 1 255 | – | – | – | – | – |

* Руководство Группы считает, что значительная часть этих обязательств будет выполнена в рамках контрактов, заключенных Группой с «Буровой компанией «Евразия» и ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг».

Забалансовые обязательства

Компания отражает 54%-ю долю в компании «ЛУКАРКО», нашем совместном предприятии с компанией «BP plc», по методу долевого участия. Компания «ЛУКАРКО» имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2006 г. составляла 678 млн долл. США. Процент по этой кредитной линии составляет ЛИБОР плюс 2,5% годовых, а срок погашения – до 1 мая 2012 г. 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 2006 г. общая сумма гарантии Компании составила 410 млн долл. США. Из них 44 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 358 млн долл. США и 259 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо обязательств на балансе.

В таблице ниже содержатся данные по истечению гарантийных обязательств по годам до полного погашения.

| Млн долл. США | Итого | 2007 | 2008 | 2009 | По периодам истечения | | |
|---|-------|------|------|------|-----------------------|------|-------|
| | | | | | 2010 | 2011 | После |
| Гарантии по обязательствам зависимых компаний | 410 | 42 | 135 | 76 | 92 | 65 | – |

Помимо гарантии, выданной по задолженности компании «ЛУКАРКО», описанной выше, мы не имеем каких-либо иных забалансовых обязательств, которые имеют, или могли бы иметь, значимое для инвесторов влияние, на наше финансовое состояние, выручку или расходы, операционную прибыль, ликвидность, капитальные затраты или ресурсы, как в настоящем, так и в будущем.

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 (вместо Окружного суда) 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. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. Окружной суд не установил дату рассмотрения дела, но сделает это в ближайшее время. 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 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. состоялась 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. Слушания по вопросу наличия ответственности в настоящее время запланированы на июнь 2008 г. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут преследовать своей целью наложение существенных санкций на Группу, а также несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство 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 2006 г. сумма долгосрочной задолженности, чувствительной к изменению процентных ставок, составила 3 029 млн долл. США (подробная информация 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 2006 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 ставок.

| 2006 | Обязательства с фиксированной процентной ставкой | | Обязательства с плавающей процентной ставкой | |
|---------------|--|-------------|--|-------------|
| | (млн долл. США) | % | (млн долл. США) | % |
| 2007 | 1 022 | 5,43 | 271 | 6,94 |
| 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* | 1 961 | 5,62 | 3 029 | 6,49 |
| 2005 | Обязательства с фиксированной процентной ставкой | | Обязательства с плавающей процентной ставкой | |
| | (млн долл. США) | % | (млн долл. США) | % |
| 2006 | 408 | 5,30 | 422 | 6,69 |
| 2007 | 161 | 3,89 | 422 | 6,55 |
| 2008 | 63 | 3,99 | 2 336 | 5,33 |
| 2009 | 308 | 7,48 | 149 | 6,74 |
| 2010 | 41 | 3,25 | 296 | 6,35 |
| После | 64 | 3,67 | 180 | 9,16 |
| Всего* | 1 045 | 5,47 | 3 805 | 5,93 |

* 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. Так, в частности, в 2006 г. Компания отразила прибыль по курсовым разницам, возникшим от переоценки наших монетарных активов и обязательств, в сумме 169 млн долл. США, в 2005 г. отразила убыток по курсовым разницам в сумме 134 млн долл. США и в 2004 г. – прибыль в размере 135 млн долл. США.

Укрепление рубля по отношению к доллару в 2006 г. отрицательно влияло на наши операционную прибыль и денежные потоки, т.к. приводило к увеличению наших затрат в долларовом исчислении и снижению размера нашей экспортной выручки в рублевом эквиваленте. Как упоминалось выше, значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов выражена в рублях. Сохранение в 2007 г. темпов укрепления рубля к доллару на уровне 10% может привести к уменьшению нашего свободного потока денежных средств на примерно 0,5 млрд долл. США (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. Мы не считаем, что наша деятельность по использованию производных финансовых инструментов может иметь существенное влияние на наши операции, наше финансовое положение или ликвидность или подвергать их существенному кредитному или рыночному риску. По данным операциям в 2006 г. Компания отразила прибыль в размере 183 млн долл. США (убытки в размере 171 и 55 млн долл. США в 2005 и 2004 гг. соответственно). Справедливая стоимость задолженности по производным финансовым инструментам, отраженная в отчетности по состоянию на 31 декабря 2006 г., составляла актив в размере и 43 млн долл. США (по состоянию на 31 декабря 2005 г. обязательство в размере 26 млн долл. США и по состоянию на 31 декабря 2004 г. актив в размере 28 млн долл. США).

Основные принципы учетной политики

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с общепринятыми в Соединенных Штатах Америки принципами бухгалтерского учета требует от руководства выбора принципов учетной политики и использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, выручки и расходов. Детальное описание основных используемых принципов учетной политики содержится в Примечании 2 «Основные принципы учетной политики» 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

Наша консолидированная финансовая отчетность включает 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. 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.

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 неденежной 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 собирает 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. Группа уже переоформила часть этих лицензий и намеревается переоформить все остальные на неограниченный срок действия. На настоящий момент не было ни одного неудовлетворенного запроса на переоформление срока действия лицензий.

Комиссия по ценным бумагам и биржам США (далее – КЦБ) при предоставлении ей отчетности разрешает нефтегазовым компаниям раскрывать только такие данные по доказанным запасам, в отношении которых компания существующей добычей или исчерпывающим тестированием месторождений подтвердила, что они являются экономически извлекаемыми в существующих экономических и производственных условиях при наличии правовых оснований для ведения добычи. Данный документ содержит данные, такие, например, как запасы нефти и газа, подготовленные в соответствии с требованиями американского Общества инженеров-нефтяников (в частности доказанные и возможные запасы), которые могут быть запрещены к предоставлению в КЦБ согласно её инструкциям.

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 разницеми 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 Компания имеет юридические обязательства по демонтажу оборудования, сворачиванию производства и восстановлению окружающей среды по окончании процесса производства. Наиболее существенные из этих обязательств связаны со скважинами и нефтегазодобывающим оборудованием. В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 143 «Учет обязательств, связанных с окончанием использования активов» Компания отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. 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 Компания 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 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. В настоящее время Группа оценивает эффект от его применения.

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 (Примечание 14 «Пенсионное обеспечение» к консолидированной финансовой отчетности).

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 применить 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». Группе необходимо применить положения Интерпретации № 48, начиная с первого квартала 2007 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от ее применения.

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 все платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций, включая опционы по акциям, по справедливой стоимости на дату введения программы, а также на каждую отчетную дату, и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Применение требований Положения № 123 (R) в течение 2006 года не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

Консолидированная финансовая отчетность за 2006 и 2005 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 2006 и 2005 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2006, 2005 и 2004 гг. Ответственность за подготовку консолидированной финансовой отчетности несет руководство ОАО «ЛУКОЙЛ». Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита.

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

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2006, 2005 и 2004 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

KPMG Limited

КПМГ Лимитед
Москва, Российская Федерация
19 апреля 2007 года

Консолидированные балансы
По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг.
 (в миллионах долларов США, если не указано иное)

| | Примечание | 2006 | 2005 |
|---|------------|---------------|---------------|
| Активы | | | |
| Оборотные активы | | | |
| Денежные средства и их эквиваленты | 3 | 752 | 1 650 |
| Краткосрочные финансовые вложения | | 44 | 111 |
| Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам | 5 | 5 158 | 5 533 |
| Запасы | 6 | 3 444 | 2 619 |
| Расходы будущих периодов и предоплата по налогам | | 3 693 | 2 107 |
| Прочие оборотные активы | | 406 | 287 |
| Активы для продажи | 10 | 75 | 190 |
| Итого оборотные активы | | 13 572 | 12 497 |
| Финансовые вложения | 7 | 1 442 | 1 110 |
| Основные средства | 8 | 31 316 | 25 464 |
| Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль | 13 | 362 | 181 |
| Деловая репутация и прочие нематериальные активы | 9 | 791 | 680 |
| Прочие внеоборотные активы | | 754 | 413 |
| Итого активы | | 48 237 | 40 345 |
| Обязательства и акционерный капитал | | | |
| Краткосрочные обязательства | | | |
| Кредиторская задолженность | | 2 759 | 2 167 |
| Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности | 11 | 1 377 | 853 |
| Обязательства по уплате налогов | | 1 663 | 2 087 |
| Прочие краткосрочные обязательства | | 1 132 | 729 |
| Итого краткосрочные обязательства | | 6 931 | 5 836 |
| Долгосрочная задолженность по кредитам и займам | 12, 16 | 4 807 | 4 137 |
| Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль | 13 | 2 116 | 1 830 |
| Обязательства, связанные с окончанием использования активов | 8 | 608 | 387 |
| Прочая долгосрочная кредиторская задолженность | | 352 | 332 |
| Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний | | 523 | 1 019 |
| Итого обязательства | | 15 337 | 13 541 |
| Акционерный капитал | | | |
| Обыкновенные акции | 15 | 15 | 15 |
| Собственные акции, выкупленные у акционеров | | (1 098) | (527) |
| Добавочный капитал | | 3 943 | 3 730 |
| Нераспределенная прибыль | | 30 061 | 23 586 |
| Прочий накопленный совокупный убыток | | (21) | – |
| Итого акционерный капитал | | 32 900 | 26 804 |
| Итого обязательства и акционерный капитал | | 48 237 | 40 345 |



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Хоба Л.Н.

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках за 2006, 2005 и 2004 гг. (в миллионах долларов США, если не указано иное)

| | Примечание | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|------------|----------------|----------------|----------------|
| Выручка | | | | |
| Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины) | 23 | 67 684 | 55 774 | 33 845 |
| Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия | 7 | 425 | 441 | 213 |
| Итого выручка | | 68 109 | 56 215 | 34 058 |
| Затраты и прочие расходы | | | | |
| Операционные расходы | | (4 657) | (3 487) | (2 880) |
| Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии | | (22 374) | (19 398) | (10 124) |
| Транспортные расходы | | (3 863) | (3 519) | (2 784) |
| Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы | | (2 885) | (2 578) | (2 024) |
| Износ и амортизация | | (1 851) | (1 315) | (1 075) |
| Налоги (кроме налога на прибыль) | 13 | (8 075) | (6 334) | (3 505) |
| Акцизы и экспортные пошлины | | (13 570) | (9 931) | (5 248) |
| Затраты на геолого-разведочные работы | | (209) | (317) | (171) |
| (Убыток) прибыль от выбытия и снижения стоимости активов | | (148) | 52 | (213) |
| Прибыль от основной деятельности | | 10 477 | 9 388 | 6 034 |
| Расходы по процентам | | (302) | (275) | (300) |
| Доходы по процентам и дивидендам | | 111 | 96 | 180 |
| Прибыль (убыток) по курсовым разницам | | 169 | (134) | 135 |
| Прочие внеоперационные (расходы) доходы | | (118) | (44) | 21 |
| Доля миноритарных акционеров | | (80) | (121) | (62) |
| Прибыль до налога на прибыль | | 10 257 | 8 910 | 6 008 |
| Текущий налог на прибыль | | (2 906) | (2 301) | (1 614) |
| Отложенный налог на прибыль | | 133 | (166) | (146) |
| Итого расход по налогу на прибыль | 13 | (2 773) | (2 467) | (1 760) |
| Чистая прибыль | | 7 484 | 6 443 | 4 248 |
| Прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США) | | | | |
| базовая прибыль | 15 | 9,06 | 7,91 | 5,20 |
| раздвоенная прибыль | 15 | 9,04 | 7,79 | 5,13 |

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2006, 2005 и 2004 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

| | 2006 | | 2005 | | 2004 | |
|--|---------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|------------------|
| | 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 | (527) | | (706) | | (435) | |
| Акции, выкупленные у акционеров | (782) | | – | | (502) | |
| Выбытие акций | 211 | | 179 | | 231 | |
| Остаток на 31 декабря | (1 098) | | (527) | | (706) | |
| Добавочный капитал | | | | | | |
| Остаток на 1 января | 3 730 | | 3 564 | | 3 522 | |
| Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении | 22 | | 47 | | – | |
| Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью | 191 | | 119 | | 42 | |
| Остаток на 31 декабря | 3 943 | | 3 730 | | 3 564 | |
| Нераспределенная прибыль | | | | | | |
| Остаток на 1 января | 23 586 | | 17 938 | | 14 371 | |
| Чистая прибыль | 7 484 | 7 484 | 6 443 | 6 443 | 4 248 | 4 248 |
| Дивиденды по обыкновенным акциям | (1 009) | – | (795) | – | (681) | – |
| Остаток на 31 декабря | 30 061 | | 23 586 | | 17 938 | |
| Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль | | | | | | |
| Остаток на 1 января | – | | – | | (1) | |
| Курсовая разница от пересчета валют | – | – | – | – | 1 | 1 |
| Эффект от первоначального применения Положения № 158 | (21) | – | – | – | – | – |
| Остаток на 31 декабря | (21) | | – | | – | |
| Итого совокупный доход за год | | 7 484 | | 6 443 | | 4 249 |
| Итого акционерный капитал на 31 декабря | 32 900 | | 26 804 | | 20 811 | |

| | Движение акций | | |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|
| | 2006 | 2005 | 2004 |
| | (тыс. штук) | (тыс. штук) | (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 | (21 667) | (33 884) | (26 336) |
| Акции, выкупленные у акционеров | (9 017) | – | (17 846) |
| Выбытие акций | 7 052 | 12 217 | 10 298 |
| Остаток на 31 декабря | (23 632) | (21 667) | (33 884) |

Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2006, 2005 и 2004 гг. (в миллионах долларов США)

| | Примечание | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|------------|----------------|----------------|----------------|
| Движение денежных средств от основной деятельности | | | | |
| Чистая прибыль | | 7 484 | 6 443 | 4 248 |
| Корректировки по неденежным статьям | | | | |
| Износ и амортизация | | 1 851 | 1 315 | 1 075 |
| Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия | | (106) | (397) | (169) |
| Списание затрат по сухим скважинам | | 91 | 170 | 42 |
| Убыток (прибыль) от выбытия и снижения стоимости активов | | 148 | (52) | 213 |
| Отложенный налог на прибыль | | (133) | 166 | 146 |
| Неденежный убыток (неденежная прибыль) по курсовым разницам | | 86 | (26) | (4) |
| Неденежные операции в инвестиционной деятельности | | (123) | (133) | (123) |
| Прочие, нетто | | (38) | 151 | 97 |
| Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности | | | | |
| Дебиторская задолженность и векселя к получению | | 340 | (1 314) | (694) |
| Краткосрочные кредиты, выданные дочерним банком | | 48 | (23) | (101) |
| Изменение задолженности по клиентским депозитам дочернего банка | | (11) | 49 | (90) |
| Запасы | | (816) | (735) | (571) |
| Кредиторская задолженность | | 592 | 245 | 306 |
| Обязательства по уплате налогов | | (430) | 705 | 310 |
| Прочие краткосрочные активы и обязательства | | (1 344) | (467) | (505) |
| Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности | | 7 639 | 6 097 | 4 180 |
| Движение денежных средств от инвестиционной деятельности | | | | |
| Капитальные затраты | | (6 426) | (3 982) | (3 248) |
| Поступления от реализации основных средств | | 310 | 51 | 99 |
| Приобретение финансовых вложений | | (312) | (242) | (540) |
| Поступления от реализации финансовых вложений | | 216 | 234 | 242 |
| Продажа долей в дочерних и зависимых компаниях | | 71 | 588 | 183 |
| Приобретение компаний и долей миноритарных акционеров (включая авансы по таким приобретениям), без учета приобретенных денежных средств | | (1 374) | (2 874) | (477) |
| Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности | | (7 515) | (6 225) | (3 741) |
| Движение денежных средств от финансовой деятельности | | | | |
| Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам | | 700 | (638) | (170) |
| Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств | | 1 092 | 2 474 | 1 191 |
| Погашение долгосрочных обязательств | | (1 077) | (704) | (778) |
| Дивиденды выплаченные | | (1 007) | (746) | (661) |
| Финансирование от связанной стороны | | – | 101 | – |
| Выкуп собственных акций | | (782) | – | (502) |
| Поступления от продажи собственных акций | | – | 46 | 273 |
| Прочие, нетто | | 15 | 6 | (3) |
| Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности | | (1 059) | 539 | (650) |
| Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов | | 37 | (18) | 33 |
| Чистое (уменьшение) увеличение денежных средств и их эквивалентов | | (898) | 393 | (178) |
| Денежные средства и их эквиваленты на начало года | | 1 650 | 1 257 | 1 435 |
| Денежные средства и их эквиваленты на конец года | 3 | 752 | 1 650 | 1 257 |
| Дополнительная информация о движении денежных средств | | | | |
| Проценты выплаченные | | 377 | 296 | 291 |
| Налог на прибыль уплаченный | | 2 980 | 2 402 | 1 803 |

Примечания к консолидированной финансовой отчетности (в миллионах долларов США, если не указано иное)

Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

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

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

Основа подготовки финансовой отчетности

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. 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 неденежной форме, признается по справедливой (рыночной) стоимости реализованных нефти и нефтепродуктов.

Пересчет иностранной валюты

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

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

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

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

По состоянию на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 гг. валютный курс составлял 26,33, 28,78 и 27,75 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 долевые ценные бумаги Группы классифицируются по трем категориям: торговые ценные бумаги; ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации; бумаги, хранящиеся до срока погашения.

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

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

Постоянное снижение рыночной стоимости ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации или хранящихся до срока погашения, до уровня ниже их первоначальной стоимости ведет к уменьшению их учетной стоимости до размера справедливой (рыночной) стоимости. Подобное снижение стоимости отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках, и по таким ценным бумагам устанавливается новая учетная стоимость. Премии и дисконты по ценным бумагам, хранящимся до наступления срока погашения, а также имеющимся в наличии для реализации, амортизируются или начисляются в течение всего срока их обращения в виде корректировки дохода по ценным бумагам с использованием метода эффективной процентной ставки. Такие амортизация и 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 обнаружении 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, 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 разницеми 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 могут существовать определенные условия (обстоятельства), которые могут привести к убыткам для Группы, возможность возникновения или невозникновения которых зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие (события) в будущем.

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

Расходы на природоохранные мероприятия

Предполагаемые 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 купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа учитывает данные операции по справедливой (рыночной) стоимости, при этом производные финансовые инструменты переоцениваются в каждом отчетном периоде. Реализованные и нереализованные прибыли или убытки, полученные в результате этой переоценки, отражаются свернуто в консолидированном отчете о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли и убытки отражаются как актив или обязательство в консолидированном балансе.

Новые стандарты учета

В 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. В настоящее время Группа оценивает эффект от его применения.

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 (Примечание 14. Пенсионное обеспечение).

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 применить 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». Группе необходимо применить положения Интерпретации № 48, начиная с первого квартала 2007 г. В настоящее время Группа оценивает эффект от ее применения.

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 все платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций, включая опционы по акциям, по справедливой стоимости на дату введения программы, а также на каждую отчетную дату, и относить их на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Применение требований Положения № 123 (R) в течение 2006 года 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 | |
|---|----------------------------|--------------|
| | 2006 | 2005 |
| Денежные средства в рублях | 119 | 346 |
| Денежные средства в иностранной валюте | 321 | 905 |
| Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте | 130 | 102 |
| Денежные средства в связанных банках в рублях | 97 | 173 |
| Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте | 85 | 124 |
| Итого денежные средства и их эквиваленты | 752 | 1 650 |

Примечание 4. Неденежные операции

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

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|------------|------------|------------|
| Неденежные операции в инвестиционной деятельности | 123 | 133 | 123 |
| Неденежное приобретение доли меньшинства в дочерней компании | 314 | – | – |
| Погашение облигаций за счет акций Компании | 91 | 300 | – |
| Итого неденежные операции | 528 | 433 | 123 |

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

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности | 7 515 | 6 225 | 3 741 |
| Неденежное приобретение доли меньшинства в дочерней компании | 314 | – | – |
| Неденежные операции в инвестиционной деятельности | 123 | 133 | 123 |
| Итого инвестиционная деятельность | 7 952 | 6 358 | 3 864 |

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению

| | По состоянию на 31 декабря | |
|---|----------------------------|--------------|
| | 2006 | 2005 |
| Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 84 и 80 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно) | 3 873 | 3 410 |
| Текущая часть НДС и акциза к возмещению | 1 097 | 1 772 |
| Краткосрочные кредиты дочернего банка к получению | – | 48 |
| Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 38 и 46 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно) | 188 | 303 |
| Итого дебиторская задолженность и векселя к получению | 5 158 | 5 533 |

Примечание 6. Запасы

| | По состоянию на 31 декабря | |
|----------------------------------|----------------------------|--------------|
| | 2006 | 2005 |
| Нефть и нефтепродукты | 2 713 | 1 975 |
| Материалы для добычи и бурения | 323 | 250 |
| Материалы для нефтепереработки | 28 | 29 |
| Прочие товары, сырье и материалы | 380 | 365 |
| Итого запасы | 3 444 | 2 619 |

Примечание 7. Финансовые вложения

| | По состоянию на 31 декабря | |
|---|----------------------------|--------------|
| | 2006 | 2005 |
| Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия | 1 157 | 934 |
| Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями | 261 | 165 |
| Прочие долгосрочные финансовые вложения | 24 | 11 |
| Итого долгосрочные финансовые вложения | 1 442 | 1 110 |

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.

| | 2006 | | 2005 | | 2004 | |
|------------------------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| | Всего | Доля Группы | Всего | Доля Группы | Всего | Доля Группы |
| Выручка от реализации | 2 367 | 1 251 | 2 972 | 1 383 | 2 885 | 1 313 |
| Прибыль до налога на прибыль | 1 315 | 690 | 1 214 | 605 | 761 | 392 |
| Минус налог на прибыль | (529) | (265) | (338) | (164) | (362) | (179) |
| Чистая прибыль | 786 | 425 | 876 | 441 | 399 | 213 |

| | По состоянию на 31 декабря 2006 | | По состоянию на 31 декабря 2006 | |
|------------------------------------|---------------------------------|--------------|---------------------------------|--------------|
| | Всего | Доля Группы | Всего | Доля Группы |
| Оборотные активы | 1 668 | 829 | 2 650 | 859 |
| Основные средства | 2 140 | 1 168 | 2 171 | 1 129 |
| Прочие внеоборотные активы | 53 | 25 | 71 | 32 |
| Итого активы | 3 861 | 2 022 | 4 892 | 2 020 |
| Краткосрочные займы и кредиты | 161 | 70 | 1 599 | 347 |
| Прочие краткосрочные обязательства | 511 | 264 | 590 | 249 |
| Долгосрочные займы и кредиты | 1 003 | 518 | 904 | 487 |
| Прочие долгосрочные обязательства | 24 | 13 | 6 | 3 |
| Чистые активы | 2 162 | 1 157 | 1 793 | 934 |

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

| | Первоначальная стоимость | | Остаточная стоимость | |
|--|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | по состоянию на 31 декабря 2006 | по состоянию на 31 декабря 2005 | по состоянию на 31 декабря 2006 | по состоянию на 31 декабря 2005 |
| Разведка и добыча | | | | |
| Западная Сибирь | 16 911 | 14 237 | 8 673 | 6 669 |
| Европейская часть России | 15 378 | 13 245 | 10 277 | 8 122 |
| За рубежом | 5 238 | 4 527 | 4 594 | 4 150 |
| Итого | 37 527 | 32 009 | 23 544 | 18 941 |
| Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия | | | | |
| Западная Сибирь | 19 | 27 | 16 | 22 |
| Европейская часть России | 7 281 | 6 374 | 4 700 | 3 921 |
| За рубежом | 3 988 | 3 537 | 2 605 | 2 254 |
| Итого | 11 288 | 9 938 | 7 321 | 6 197 |
| Прочие виды деятельности | | | | |
| Западная Сибирь | 157 | 159 | 72 | 78 |
| Европейская часть России | 307 | 215 | 267 | 190 |
| За рубежом | 140 | 73 | 112 | 58 |
| Итого | 604 | 447 | 451 | 326 |
| Итого основные средства | 49 419 | 42 394 | 31 316 | 25 464 |

По состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 618 млн долл. США и 397 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 срока использования активов, в течение 2006 и 2005 гг.

| | 2006 | 2005 |
|---|------------|------------|
| Обязательства, связанные с окончанием срока использования активов по состоянию на 1 января | 397 | 317 |
| Расход от начисления обязательств | 39 | 30 |
| Новые обязательства | 113 | 40 |
| Изменения в оценке существующих обязательств | 39 | 26 |
| Расходы по существующим обязательствам | (8) | (7) |
| Выбытие имущества | (3) | (4) |
| Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки | 41 | (5) |
| Обязательства, связанные с окончанием срока использования активов по состоянию на 31 декабря | 618 | 397 |

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. приведена ниже.

| | По состоянию на 31 декабря | |
|---|----------------------------|------------|
| | 2006 | 2005 |
| Амортизируемые нематериальные активы | | |
| Программное обеспечение | 327 | 205 |
| Лицензии и прочие нематериальные активы | 52 | 58 |
| Деловая репутация | 412 | 417 |
| Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы | 791 | 680 |

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

Примечание 10. Выбытие активов и дочерних компаний

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 включает 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. По состоянию на 31 декабря 2005 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи. Продажу оставшихся двух танкеров планируется завершить к июлю 2007 г. по цене, приблизительно равной их балансовой стоимости – 75 млн долл. США. По состоянию на 31 декабря 2006 г. Группа классифицировала эти танкеры в консолидированном балансе как активы для продажи.

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

| | По состоянию на 31 декабря | |
|---|----------------------------|------------|
| | 2006 | 2005 |
| Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций | 949 | 315 |
| Краткосрочные кредиты и займы от связанных сторон | 52 | 1 |
| Текущая часть долгосрочной задолженности | 376 | 537 |
| Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности | 1 377 | 853 |

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 2006 и 2005 гг. составляла 5,64% и 5,55% годовых соответственно.

Примечание 12. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

| | По состоянию на 31 декабря | |
|--|----------------------------|--------------|
| | 2006 | 2005 |
| Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 3 204 и 4 107 млн долл. США на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно) | 3 277 | 4 233 |
| Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон | 1 043 | 65 |
| Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,5% и сроком погашения в 2007 г. | 4 | 94 |
| Рублевые облигации со ставкой 7,25% и сроком погашения в 2009 г. | 228 | 208 |
| Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г. | 304 | – |
| Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г. | 228 | – |
| Долгосрочные обязательства по аренде | 99 | 74 |
| Общая сумма долгосрочной задолженности | 5 183 | 4 674 |
| Текущая часть долгосрочной задолженности | (376) | (537) |
| Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам | 4 807 | 4 137 |

Долгосрочные займы и кредиты

Основная часть долгосрочных кредитов и займов подлежит уплате в долларах США и имеет сроки погашения от 2007 г. до 2035 г. Приблизительно 14% 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 2006 и 2005 гг. составляла 6,23% и 5,82% годовых соответственно.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «Ситибанк», «АБН АМРО», «БНП Париба», «Банковская Корпорация «Сумитомо», «Сосьете Женераль», с задолженностью в сумме 1 934 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датой погашения в 2008 г. Процентная ставка по кредиту составляет ЛИБОР плюс 0,7% годовых. Данный кредит был использован для финансирования приобретения компании «Нельсон Ресорсез Лимитед» (далее – компания «Нельсон») (Примечание 17. Приобретение новых компаний).

Компания имеет обеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «АБН АМРО» и «Ситибанк», с задолженностью в сумме 286 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датой погашения в 2008 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 1,35% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с банками «Калион» и «АБН АМРО» с задолженностью в сумме 236 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датами погашения до 2010 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 0,95% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис», поддержанный гарантией Корпорации США по частным инвестициям за рубежом, с задолженностью в сумме 213 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений с банком «Натексис» с общей суммой задолженности 165 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датами погашения до 2009 г. По данным соглашениям ставки процентов составляют от ЛИБОР плюс 0,9% до ЛИБОР плюс 2,5% годовых.

Компания Группы имеет кредитное соглашение с банком «Внешэкономбанк» с задолженностью в сумме 129 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датами погашения до 2011 г. Фиксированная процентная ставка по данному заимствованию составляет 3,0% годовых.

Компании Группы имеют несколько кредитных соглашений с Международной финансовой корпорацией с общей суммой задолженности 107 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датами погашения до 2011 г. По данным соглашениям ставки процентов составляют от ЛИБОР плюс 1,6% до ЛИБОР плюс 2,5% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с фиксированными процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2006 г. составила 119 млн долл. США с датами погашения от 2007 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка составляла 2,83% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2006 г. составила 88 млн долл. США с датами погашения от 2007 до 2018 гг. Средневзвешенная процентная ставка составляла 5,38% годовых.

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 1 043 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 г. и датами погашения до 2035 г. По данным соглашениям 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.

Конвертируемые облигации в долларах США

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

По состоянию на 31 декабря 2006 г. держатели облигаций конвертировали 346 259 облигаций в 16,8 млн обыкновенных акций Компании. После отчетной даты держатели облигаций не осуществляли дополнительную конвертацию облигаций.

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

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. Условиями выпуска предусмотрена возможность выкупа облигаций Компанией по требованию владельцев облигаций, предъявленных в течение семи дней начиная с 13 ноября 2007 г. По облигациям выплачивается полугодовой купон в размере 7,25% годовых.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению долгосрочных долговых обязательств в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 376 млн долл. США в 2007 г., 2 300 млн долл. США в 2008 г., 380 млн долл. США в 2009 г., 288 млн долл. США в 2010 г., 404 млн долл. США в 2011 г. и 1 435 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 13. Налоги

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

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

Деятельность в Российской Федерации облагается федеральной и местной ставкой налога на прибыль, которая суммарно составляет 9,5%, и региональной ставкой налога на прибыль, которая варьируется от 10,5% до 14,5%, по усмотрению региональных органов власти. Суммарная ставка налога на прибыль в Российской Федерации составляет 24%.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2006 г.), ни сейчас в налоговом законодательстве Российской Федерации не было и нет положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем зачета в счет данной прибыли убытков другой компании Группы. Убытки какой-либо российской компании Группы для целей налогообложения могут полностью или частично быть зачтенными этой компанией в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка, при соблюдении требования, в соответствии с которым сумма зачета не превышает 50% налогооблагаемой прибыли 2006 г. Начиная с 1 января 2007 г. данное ограничение перестает действовать.

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

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|-------------------------------------|---------------|--------------|--------------|
| По России | 9 215 | 7 992 | 5 167 |
| За рубежом | 1 042 | 918 | 841 |
| Прибыль до налога на прибыль | 10 257 | 8 910 | 6 008 |

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Текущий налог на прибыль | | | |
| По России | 2 419 | 2 194 | 1 511 |
| За рубежом | 487 | 107 | 103 |
| Итого текущий налог на прибыль | 2 906 | 2 301 | 1 614 |
| Отложенный налог на прибыль | | | |
| По России | (40) | 61 | 76 |
| За рубежом | (93) | 105 | 70 |
| Итого отложенный (доход) расход по налогу на прибыль | (133) | 166 | 146 |
| Итого налог на прибыль | 2 773 | 2 467 | 1 760 |

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.

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Прибыль до налогообложения | 10 257 | 8 910 | 6 008 |
| Условная сумма налога по установленной ставке | 2 462 | 2 138 | 1 442 |
| Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие: | | | |
| расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу | 476 | 407 | 301 |
| влияния различия налоговых ставок за рубежом | 47 | (12) | 4 |
| влияния различия налоговых ставок в России | (232) | (125) | (23) |
| эффекта курсовых разниц | 5 | (5) | 6 |
| изменения величины оценочного резерва | 15 | 64 | 30 |
| Итого налог на прибыль | 2 773 | 2 467 | 1 760 |

В состав прочих налогов входят:

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Налог на добычу полезных ископаемых | 7 281 | 5 590 | 2 971 |
| Социальные налоги и отчисления | 356 | 324 | 330 |
| Налог на имущество | 247 | 233 | 111 |
| Прочие налоги и отчисления | 191 | 187 | 93 |
| Итого налоги (кроме налога на прибыль) | 8 075 | 6 334 | 3 505 |

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса.

| | По состоянию на 31 декабря | |
|--|----------------------------|----------------|
| | 2006 | 2005 |
| Прочие оборотные активы | 68 | 52 |
| Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль | 362 | 181 |
| Прочие краткосрочные обязательства | (69) | (18) |
| Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль | (2 116) | (1 830) |
| Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль | (1 755) | (1 615) |

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

| | По состоянию на 31 декабря | |
|--|----------------------------|----------------|
| | 2006 | 2005 |
| Дебиторская задолженность | 27 | 15 |
| Долгосрочные обязательства | 209 | 145 |
| Запасы | 8 | 5 |
| Основные средства | 141 | 131 |
| Кредиторская задолженность | 24 | 27 |
| Финансовые вложения | 3 | 3 |
| Перенос убытков прошлых периодов | 312 | 121 |
| Прочие | 104 | 69 |
| Всего активы по отложенному налогу на прибыль | 828 | 516 |
| Минус оценочный резерв | (149) | (134) |
| Активы по отложенному налогу на прибыль | 679 | 382 |
| Основные средства | (2 064) | (1 747) |
| Кредиторская задолженность | (64) | (8) |
| Дебиторская задолженность | – | (9) |
| Долгосрочная кредиторская задолженность | (162) | (117) |
| Запасы | (42) | (30) |
| Финансовые вложения | (16) | (66) |
| Прочие | (86) | (20) |
| Обязательства по отложенному налогу на прибыль | (2 434) | (1 997) |
| Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль | (1 755) | (1 615) |

В результате приобретения новых компаний в течение 2006 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 279 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2006 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 12 130 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 2006 и 2005 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2006 г. сумма налоговых льгот по накопленным убыткам Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 1 255 млн долл. США, из которых 4 млн долл. США должны быть использованы до 2007 г., 4 млн долл. США должны быть использованы до 2008 г., 5 млн долл. США должны быть использованы до 2009 г., 72 млн долл. США должны быть использованы до 2010 г., 28 млн долл. США должны быть использованы до 2011 г., 12 млн долл. США – до 2012 г., 24 млн долл. США – до 2013 г., 30 млн долл. США – до 2014 г., 67 млн долл. США – до 2015 г., 387 млн долл. США – до 2016 г., 35 млн долл. США – до 2017 г., 69 млн долл. США – до 2026 г. и 518 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 инвалидности, которые не заработали права на негосударственную пенсию согласно пенсионному плану.

Основной составляющей пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволит работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получить при выходе на пенсию единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника, но не более 7% от его годовой заработной платы. У работников при выходе на пенсию также будет право на получение пенсии из средств, аккумулированных в период действия предыдущего пенсионного плана, который был заменен в декабре 2003 г. Эти выплаты были зафиксированы и включены в сумму пенсионных обязательств по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. Сумма была определена с помощью формулы, основанной на сроке предыдущей службы и на соответствующей заработной плате 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 также 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 2006 и 2005 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана, а также актуарных допущений по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

| | 2006 | 2005 |
|---|--------------|--------------|
| Пенсионные обязательства | | |
| Пенсионные обязательства на 1 января | 202 | 198 |
| Влияние курсовых разниц | 18 | (8) |
| Стоимость вклада текущего года службы | 14 | 9 |
| Процентные расходы | 19 | 17 |
| Изменения пенсионного плана | 12 | 4 |
| Актуарный убыток | 13 | 2 |
| Выплаченные пенсии | (20) | (20) |
| Пенсионные обязательства на 31 декабря | 258 | 202 |
| Активы пенсионного плана | | |
| Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января | 73 | 63 |
| Влияние курсовых разниц | 6 | (3) |
| Рентабельность активов пенсионного плана | 9 | 9 |
| Взносы компаний Группы | 26 | 24 |
| Выплаченные пенсии | (20) | (20) |
| Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря | 94 | 73 |
| Статус фондирования | (164) | (129) |
| Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы | – | 53 |
| Неотраженная актуарная прибыль | – | (45) |
| Начисленные пенсионные обязательства | (164) | (121) |

| | 2006 | 2005 |
|---|-------|-------|
| Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2006 г. в соответствии с требованиями Положения № 158 | | |
| Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность» | (164) | – |
| Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2005 г. в соответствии с действовавшими ранее правилами учета | | |
| Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность» | – | (121) |
| Допущения | | |
| Ставка дисконтирования | 6,6% | 9,2% |
| Расчетная рентабельность активов пенсионного плана | 9,9% | 10,0% |

Влияние Положения № 158 на финансовую отчетность приведено ниже.

| | До применения Положения № 158 | Эффект от применения Положения № 158 | После применения Положения № 158 |
|--|----------------------------------|---|-------------------------------------|
| Прочая долгосрочная кредиторская задолженность | (137) | (27) | (164) |
| Прочий накопленный совокупный убыток | – | 21 | 21 |
| Активы по отложенному налогу на прибыль | – | 6 | 6 |

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

| | |
|---|------|
| Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы | 61 |
| Неотраженная актуарная прибыль | (34) |

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.

НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не распределяет отдельно идентифицируемые активы между Группой и своими прочими сторонними клиентами. Финансирование планов осуществляется по усмотрению компаний через солидарные счета, находящиеся в доверительном управлении НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». 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.

| Вид активов | По состоянию на 31 декабря | |
|--------------------------------------|----------------------------|------|
| | 2006 | 2005 |
| Векселя российских эмитентов | 24% | 30% |
| Российские корпоративные облигации | 23% | 20% |
| Депозиты в банках | 9% | 16% |
| Акции российских эмитентов | 21% | 10% |
| Российские государственные облигации | 2% | 9% |
| Акции ОАО «ЛУКОЙЛ» | 8% | 5% |
| Акции в инвестиционных фондах | 8% | 5% |
| Российские муниципальные облигации | 1% | 3% |
| Прочие активы | 4% | 2% |
| | 100% | 100% |

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

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

Ниже в таблице приведены целевая и максимальная доли активов в портфеле на 2007 г.

| Вид активов | Целевая доля в портфеле на 2007 г. | Максимальная доля в портфеле |
|-------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| Российские корпоративные облигации | 31% | 50% |
| Векселя российских эмитентов | 5% | 50% |
| Акции российских эмитентов | 28% | 50% |
| Российские муниципальные облигации | 31% | 50% |
| Прочие, включая банковские депозиты | 5% | 50% |
| | 100% | |

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|-----------|-----------|----------|
| Пенсии, заработанные в течение года | 14 | 9 | 7 |
| Процентные расходы | 19 | 17 | 14 |
| Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана | (8) | (6) | (5) |
| Амортизация предыдущих пенсионных отчислений | 6 | 5 | 5 |
| Актuarная прибыль | (2) | (3) | (5) |
| Прибыль от секвестра | – | – | (8) |
| Итого расходы за период | 29 | 22 | 8 |

Общий взнос работодателя в 2007 г. ожидается в размере 21 млн долл. США.

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы по пенсионным и другим социальным выплатам долгосрочного характера.

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | За годы 2007 – 2011 | За годы 2012 – 2016 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------------------|------------------------|
| Пенсионные выплаты | 51 | 14 | 15 | 13 | 14 | 107 | 63 |
| Прочие долгосрочные выплаты работникам | 24 | 13 | 13 | 13 | 14 | 77 | 72 |
| Итого предполагаемые выплаты | 75 | 27 | 28 | 26 | 28 | 184 | 135 |

Примечание 15. Акционерный капитал

Обыкновенные акции

| | По состоянию на 31 декабря 2006 (тыс. штук) | По состоянию на 31 декабря 2005 (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 | (1 268) | (2 477) |
| Собственные акции, выкупленные у акционеров | (23 632) | (21 667) |
| Акции в обращении | 825 663 | 826 419 |

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 2006, 2005 и 2004 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 55 130 млн руб., 66 327 млн руб. и 78 028 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 гг. составляет 2 094 млн долл. США, 2 304 млн долл. США и 2 812 млн долл. США соответственно.

На ежегодном 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. Задолженность по дивидендам в сумме 7 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг.

На ежегодном Собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2005 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2004 г. в размере 28,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,98 долл. США.

На ежегодном Собрании акционеров, состоявшемся 24 июня 2004 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2003 г. в размере 24,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 0,83 долл. США.

Прибыль на одну акцию

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

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|--|---------|---------|---------|
| Чистая прибыль | 7 484 | 6 443 | 4 248 |
| 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 | 27 |
| Итого разводненная чистая прибыль | 7 488 | 6 469 | 4 275 |
| Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук) | 826 131 | 814 417 | 817 294 |
| Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тыс. штук) | 2 557 | 15 957 | 16 847 |
| Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук) | 828 688 | 830 374 | 834 141 |

Примечание 16. Финансовые инструменты

Производные финансовые инструменты

Группа использует производные финансовые инструменты в своей международной деятельности по торговле нефтепродуктами. Используемые производные финансовые инструменты включают фьючерсные и своп контракты, применяемые для целей хеджирования, и контракты купли-продажи, которые соответствуют определению производных финансовых инструментов. Группа поддерживает систему контроля за этой торговой деятельностью, которая включает в себя процедуры по авторизации, отчетности и мониторингу операций с производными финансовыми инструментами. По данным операциям в течение 2006, 2005 и 2004 гг. Группа признала следующие финансовые результаты: прибыль в размере 183 млн долл. США, убыток в размере 171 млн долл. США, убыток в размере 55 млн долл. США соответственно. Данные результаты были отражены в статье «Стоимость приобретенных нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии» консолидированных отчетов о прибылях и убытках. Справедливая чистая стоимость контрактов с производными финансовыми инструментами, отраженная в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг., составляла чистый актив в сумме 43 млн долл. США и чистое обязательство в сумме 26 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 2006 и 2005 гг. составила 5 299 млн долл. США и 5 081 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 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). Стоимость сделки может быть скорректирована на величину изменений рабочего капитала и ряда других показателей в соответствии с соглашением о приобретении. ХМОК владеет приблизительно 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 |

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

Ниже в таблице приведена расчетная справедливая стоимость приобретенных активов и обязательств, определенная на дату приобретения.

| | |
|---|----------------|
| Оборотные активы | 170 |
| Основные средства | 2 794 |
| Прочие внеоборотные активы | 55 |
| Итого приобретенные активы | 3 019 |
| Краткосрочные обязательства | (166) |
| Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль | (769) |
| Долгосрочная задолженность по кредитам и займам | (87) |
| Доля меньшинства | (31) |
| Прочая долгосрочная кредиторская задолженность | (15) |
| Итого приобретенные обязательства | (1 068) |
| Приобретенные чистые активы | 1 951 |

В сентябре 2006 г. компания Группы приобрела оставшуюся 40%-ю долю уставного капитала компании «Чаппарал Ресорсез Инкорпорейтед» – компании группы «Нельсон», 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 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») за 980 млн долл. США. В соответствии с соглашением компания «Миттал Инвестментс» приняло на себя обязательство по выплате 50% непогашенного долга компании «Каспиэн» компаниям Группы в сумме около 160 млн долл. США. Завершение сделки планируется во втором квартале 2007 г. По состоянию на 31 декабря 2006 г. компания «Каспиэн» была консолидирована как 100% дочерняя компания.

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

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

В июле 2005 г. Группа приобрела 66,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 180 млн долл. США. ООО «Геойлбент» является нефтегазовой компанией, осуществляющей свою деятельность в Западно-Сибирском регионе России. Все решения, связанные с финансовой и операционной деятельностью ООО «Геойлбент», требуют одобрения держателей как минимум 66,7% голосующих акций. С учетом того, что миноритарный акционер ООО «Геойлбент» имеет существенные права участия в управлении, Группа учитывала инвестиции в ООО «Геойлбент» по методу долевого участия. В январе 2007 г. компания Группы приобрела оставшиеся 34,0% уставного капитала ООО «Геойлбент» за 300 млн долл. США, увеличив тем самым долю владения Группы в ООО «Геойлбент» до 100%.

В марте 2005 г. компания Группы приобрела 100%-ю долю в компаниях «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» за 160 млн долл. США. Компании «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» являются сбытовыми компаниями, основными видами деятельности которых являются розничная торговля через сеть АЗС, оптовая торговля нефтепродуктами, а также производство и реализация масел в Финляндии.

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

Приобретение долей в ХМОК, компании «Нельсон», компании «Чаппарал Ресорсез Инкорпорейтед», ОАО «Приморьнефтегаз», ЗАО «СеверТЭК», «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД», компаниях «Oy Teboil Ab» и «Suomen Petrooli Oy» не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2006 и 2005 гг. Соответственно, проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечание 18. Консолидация предприятия с переменной долей участия

30 июня 2005 г. Компания завершила формирование совместного предприятия с компанией «КонокоФиллипс» в рамках их стратегического альянса. Совместное предприятие было образовано путем продажи компании «КонокоФиллипс» доли участия в 100%-м дочернем обществе Компании ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ) за 529 млн долл. США. Совместное предприятие создано с целью разработки нефтяных месторождений Тимано-Печорского региона России. Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют равные права по управлению деятельностью совместного предприятия, а их доли владения составляют 70% и 30% соответственно. Активы НМНГ составляли приблизительно 2,6 млрд долл. США и 1,9 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 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.

В 2005 г. Группа и компания «КонокоФиллипс» договорились обеспечивать 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. По состоянию на 31 декабря 2005 г. процентная ставка по 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 по состоянию на 31 декабря 2006 г. составляют 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 2006 г. остаток задолженности НМНГ по займам, полученным от компании «КонокоФиллипс», составлял 848 млн долл. США и состоял из нескольких займов, средневзвешенная процентная ставка по которым составила 7,91% годовых. Эта сумма включена в состав статьи «Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон».

Примечание 19. Гарантии и поручительства

Компания заключила несколько договоров поручительства. Данные договоры были заключены для улучшения кредитной состоятельности зависимой компании «ЛУКАРКО», а также некоторых поставщиков Группы.

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

| | По состоянию на 31 декабря | |
|--|----------------------------|------------|
| | 2006 | 2005 |
| Гарантии по задолженности зависимых компаний | 410 | 454 |
| Гарантии по задолженности третьих сторон | 8 | 19 |
| Итого гарантии выданные | 418 | 473 |

Гарантии по кредитам

Компания «ЛУКАРКО», учитываемая по методу долевого участия, имеет кредитную линию, задолженность по которой по состоянию на 31 декабря 2006 г. составляла 678 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 2006 г. общая сумма гарантии Компании составила 410 млн долл. США. Из них 44 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 358 млн долл. США и 259 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. По данной гарантии Группа не отразила каких-либо существенных обязательств.

Примечание 20. Условные события и обязательства

Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы

Группа владеет и управляет нефтеперерабатывающими заводами в Болгарии («ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД») и Румынии («Петротел-ЛУКОЙЛ»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ» должны модернизировать нефтеперерабатывающее оборудование, для того чтобы соответствовать требованиям законодательства Европейского Союза в области качества производимых нефтепродуктов и защиты окружающей среды. Эти требования более строгие, чем существующие требования болгарского и румынского законодательств. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 750 млн долл. США и 57 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 1 379 млн долл. США в течение следующих 5 лет, а также в размере 352 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 773 млн долл. США, 697 млн долл. США и 702 млн долл. США будут оказаны компанией «ЛУКОЙЛ-Бурение» (новое название «Буровая компания «Евразия») в течение 2007, 2008 и 2009 гг. соответственно.

Компания подписала четырехлетнее соглашение с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2007 г. оценивается Группой в сумме около 1 255 млн долл. США.

Компания Группы имеет обязательство по приобретению оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода на Украине, в течение следующих трех лет в сумме 156 млн долл. США.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 343 млн долл. США в течение последующих 32 лет.

Группа имеет обязательства по осуществлению инвестиций в разработку нефтяных месторождений в Ираке на сумму 495 млн долл. США в течение трех лет с момента, когда разработка станет возможной. В связи с существенными изменениями в политической и экономической ситуации в Ираке будущее этого контракта представляется недостаточно ясным, однако Группа в альянсе с компанией «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 1 451 млн долл. США в течение последующих 9 лет. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2006 г. представлены следующим образом:

| | По состоянию на 31 декабря 2006 |
|--------------------|------------------------------------|
| 2007 | 341 |
| 2008 | 267 |
| 2009 | 215 |
| 2010 | 124 |
| 2011 | 122 |
| в последующие годы | 382 |

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 создается в течение всего оставшегося срока полезного использования соответствующих активов или начисляется сразу в зависимости от их характера. 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 более длительный период. 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.

Статьи «Расходы по налогу на прибыль» и «Налоги (кроме налога на прибыль)» консолидированного отчета о прибылях и убытках за 2005 г. включают в себя 163 млн долл. США по результатам налоговых проверок компаний Группы за периоды, предшествующие 2004 г.

Судебные разбирательства

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская 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 (вместо Окружного суда) 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. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. Окружной суд не установил дату рассмотрения дела, но сделает это в ближайшее время. 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 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. Слушания по вопросу наличия ответственности в настоящее время запланированы на июнь 2008 г. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут преследовать своей целью наложение существенных санкций на Группу, а также несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство 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, 10, 11, 12, 14, 17, 18, 19 и 22.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 754 млн долл. США, 605 млн долл. США и 153 млн долл. США в 2006, 2005 и 2004 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 19 млн долл. США, 58 млн долл. США и 63 млн долл. США в 2006, 2005 и 2004 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов от связанных сторон составило 1 739 млн долл. США, 2 248 млн долл. США и 770 млн долл. США в 2006, 2005 и 2004 гг. соответственно.

Связанными сторонами в 2006, 2005 и 2004 гг. были оказаны строительные услуги на сумму 13 млн долл. США, 378 млн долл. США и 648 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 49 млн долл. США, 54 млн долл. США и 71 млн долл. США в 2006, 2005 и 2004 гг. соответственно.

В 2006, 2005 и 2004 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на 133 млн долл. США, 133 млн долл. США и 138 млн долл. США соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 121 млн долл. США и 160 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 89 млн долл. США и 127 млн долл. США на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно.

В декабре 2006 г. Компания подписала соглашение со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», о приобретении 376 заправочных станций в шести странах Европы. Завершение сделки планируется во втором квартале 2007 г.

Примечание 22. Программа вознаграждения

В течение периода 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 сотрудникам по для данной программе, составляло около 9 млн штук. Право на получение дохода от роста стоимости акций возникло в декабре 2006 г. Группа начислила обязательства по данной программе в сумме 537 млн долл. США и 283 млн долл. США (включены в статью «Прочие краткосрочные обязательства») по состоянию на 31 декабря 2006 и 2005 гг. соответственно. Расходы по данной программе составили 280 млн долл. США, 263 млн долл. США и 65 млн долл. США за 2006, 2005 и 2004 гг. соответственно. В феврале 2007 г. данная программа вознаграждения была закрыта. По результатам закрытия Группа распределила приблизительно 7,3 млн акций.

В декабре 2006 г. Компания ввела новую программу по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2007 по 2009 гг. 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. Вторая – основана на росте курса акций Компании в течение периода с 2007 по 2009 гг., право на ее получение возникает по окончании срока действия программы. Количество условно закрепляемых акций составляет около 14 млн штук.

Примечание 23. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2006, 2005 и 2004 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

| 2006 | Разведка и добыча | Переработка, торговля и сбыт | Нефтехимия | Прочие | Исключения | Итого |
|--|-------------------|------------------------------|--------------|------------|-----------------|---------------|
| 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 | 3 232 | 42 835 | 1 561 | 138 | (20 735) | 27 031 |
| 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 | Разведка и добыча | Переработка, торговля и сбыт | Нефтехимия | Прочие | Исключения | Итого |
|--|-------------------|------------------------------|--------------|------------|-----------------|---------------|
| Выручка от реализации | | | | | | |
| Сторонние организации | 1 047 | 53 064 | 1 628 | 35 | – | 55 774 |
| Межсегментная деятельность | 14 821 | 1 041 | 22 | 138 | (16 022) | – |
| Итого выручка от реализации | 15 868 | 54 105 | 1 650 | 173 | (16 022) | 55 774 |
| Операционные расходы и общая стоимость закупок | | | | | | |
| | 2 602 | 34 652 | 1 314 | 126 | (15 809) | 22 885 |
| Амортизация и износ | 824 | 464 | 15 | 12 | – | 1 315 |
| Расходы по процентам | 73 | 335 | 2 | 50 | (185) | 275 |
| Налог на прибыль | 1 111 | 1 317 | 35 | 4 | – | 2 467 |
| Чистая прибыль | 3 362 | 3 059 | 122 | 52 | (152) | 6 443 |
| Итого активы | 25 480 | 23 682 | 586 | 5 130 | (14 533) | 40 345 |
| Капитальные затраты | 2 918 | 1 129 | 77 | 53 | – | 4 177 |

| 2004 | Разведка и добыча | Переработка, торговля и сбыт | Нефтехимия | Прочие | Исключения | Итого |
|--|-------------------|------------------------------|--------------|------------|----------------|---------------|
| Выручка от реализации | | | | | | |
| Сторонние организации | 1 614 | 30 807 | 1 384 | 40 | – | 33 845 |
| Межсегментная деятельность | 8 379 | 822 | 13 | 103 | (9 317) | – |
| Итого выручка от реализации | 9 993 | 31 629 | 1 397 | 143 | (9 317) | 33 845 |
| Операционные расходы и общая стоимость закупок | | | | | | |
| | 2 610 | 18 469 | 1 119 | 89 | (9 283) | 13 004 |
| Амортизация и износ | 676 | 377 | 8 | 14 | – | 1 075 |
| Расходы по процентам | 76 | 272 | 2 | 93 | (143) | 300 |
| Налог на прибыль | 568 | 1 159 | 20 | 13 | – | 1 760 |
| Чистая прибыль | 1 221 | 2 908 | 175 | 117 | (173) | 4 248 |
| Итого активы | 17 827 | 17 029 | 462 | 3 143 | (8 700) | 29 761 |
| Капитальные затраты | 2 289 | 1 070 | 71 | 17 | – | 3 447 |

Географические сегменты

| | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Реализация нефти на территории России | 376 | 120 | 181 |
| Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями | 17 649 | 16 367 | 10 940 |
| Реализация нефтепродуктов на территории России | 8 151 | 6 725 | 4 665 |
| Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями | 37 459 | 29 216 | 15 317 |
| Реализация продуктов нефтехимии в России | 569 | 469 | 332 |
| Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями | 1 260 | 1 134 | 1 021 |
| Прочая реализация на территории России | 1 167 | 821 | 713 |
| Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями | 1 053 | 922 | 676 |
| Итого выручка от реализации | 67 684 | 55 774 | 33 845 |

| 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 | 13 859 | 49 673 | (38 252) | 27 031 |
| 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 | 10 829 | 40 590 | (29 906) | 22 885 |
| Амортизация и износ | 389 | 618 | 308 | – | 1 315 |
| Расходы по процентам | 17 | 160 | 133 | (35) | 275 |
| Налог на прибыль | 539 | 1 716 | 212 | – | 2 467 |
| Чистая прибыль | 2 116 | 4 015 | 925 | (613) | 6 443 |
| Итого активы | 9 301 | 21 207 | 14 361 | (4 524) | 40 345 |
| Капитальные затраты | 1 100 | 2 146 | 931 | – | 4 177 |
| 2004 | Западная Сибирь | Европейская часть России | За рубежом | Исключения | Итого |
| Выручка от реализации | | | | | |
| Сторонние организации | 698 | 6 739 | 26 408 | – | 33 845 |
| Межсегментная деятельность | 4 780 | 12 081 | 20 | (16 881) | – |
| Итого выручка от реализации | 5 478 | 18 820 | 26 428 | (16 881) | 33 845 |
| Операционные расходы и общая стоимость закупок | 1 457 | 6 334 | 22 045 | (16 832) | 13 004 |
| Амортизация и износ | 366 | 533 | 176 | – | 1 075 |
| Расходы по процентам | 33 | 234 | 92 | (59) | 300 |
| Налог на прибыль | 236 | 1 351 | 173 | – | 1 760 |
| Чистая прибыль | 607 | 3 295 | 682 | (336) | 4 248 |
| Итого активы | 5 625 | 16 796 | 10 579 | (3 239) | 29 761 |
| Капитальные затраты | 1 082 | 1 767 | 598 | – | 3 447 |

Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа (аудит данной информации не проводился) (в миллионах долларов США, если не указано иное)

В соответствии с Положением о стандартах финансового учета № 69 «Раскрытие информации о нефтегазодобывающей деятельности» данный раздел в виде шести отдельных таблиц представляет дополнительную неаудированную информацию о деятельности Группы по разведке и добыче нефти и газа.

- I. Капитализированные затраты 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 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 | 4 883 | 30 488 | 35 371 | 743 | 36 114 |
| Накопленные износ и амортизация | (644) | (13 099) | (13 743) | (166) | (13 909) |
| Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием использования активов | 4 | 329 | 333 | 3 | 336 |
| Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием использования активов | – | (26) | (26) | – | (26) |
| Чистые капитализированные затраты | 4 594 | 18 203 | 22 797 | 593 | 23 390 |

| По состоянию на 31 декабря 2005 г. | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|--|------------|----------|-------------------------|----------------------------|----------|
| Недоказанные запасы нефти и газа | 196 | 531 | 727 | 17 | 744 |
| Доказанные запасы нефти и газа | 4 331 | 26 785 | 31 116 | 782 | 31 898 |
| Накопленные износ и амортизация | (377) | (12 672) | (13 049) | (173) | (13 222) |
| Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием использования активов | – | 166 | 166 | 4 | 170 |
| Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием использования активов | – | (19) | (19) | – | (19) |
| Чистые капитализированные затраты | 4 150 | 14 791 | 18 941 | 630 | 19 571 |

| По состоянию на 31 декабря 2004 г. | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|--|------------|----------|-------------------------|----------------------------|----------|
| Недоказанные запасы нефти и газа | 202 | 666 | 868 | 23 | 891 |
| Доказанные запасы нефти и газа | 1 256 | 23 922 | 25 178 | 735 | 25 913 |
| Накопленные износ и амортизация | (154) | (12 154) | (12 308) | (174) | (12 482) |
| Капитализированная составляющая обязательства, связанного с окончанием использования активов | 1 | 70 | 71 | 1 | 72 |
| Накопленная амортизация капитализированной составляющей обязательства, связанного с окончанием использования активов | – | (7) | (7) | – | (7) |
| Чистые капитализированные затраты | 1 305 | 12 497 | 13 802 | 585 | 14 387 |

II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку

| 2006 | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|---------------------------------|------------|--------|-------------------------|----------------------------|-------|
| 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 | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|---------------------------------|------------|--------|-------------------------|----------------------------|-------|
| Затраты на приобретение запасов | | | | | |
| доказанные запасы | 1 726 | 183 | 1 909 | 80 | 1 989 |
| недоказанные запасы | 690 | 370 | 1 060 | 100 | 1 160 |
| Затраты на геологоразведку | 171 | 252 | 423 | 3 | 426 |
| Затраты на разработку | 260 | 2 235 | 2 495 | 124 | 2 619 |
| Итого затраты | 2 847 | 3 040 | 5 887 | 307 | 6 194 |

| 2004 | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|---------------------------------|------------|--------|-------------------------|----------------------------|-------|
| Затраты на приобретение запасов | | | | | |
| доказанные запасы | 224 | 16 | 240 | – | 240 |
| недоказанные запасы | 22 | 49 | 71 | – | 71 |
| Затраты на геологоразведку | 81 | 225 | 306 | 3 | 309 |
| Затраты на разработку | 108 | 1 875 | 1 983 | 117 | 2 100 |
| Итого затраты | 435 | 2 165 | 2 600 | 120 | 2 720 |

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.

| 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 |

| 2004 | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|---|------------|---------|-------------------------|----------------------------|---------|
| Доходы | | | | | |
| Выручка от реализации | 243 | 8 841 | 9 084 | 754 | 9 838 |
| Передачи | – | 4 456 | 4 456 | 47 | 4 503 |
| Итого доходы | 243 | 13 297 | 13 540 | 801 | 14 341 |
| Затраты | | | | | |
| Затраты на добычу (не включая налоги) | (54) | (1 509) | (1 563) | (62) | (1 625) |
| Затраты на геологоразведку | (40) | (131) | (171) | (5) | (176) |
| Амортизация и износ | (28) | (648) | (676) | (39) | (715) |
| Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов | – | (8) | (8) | – | (8) |
| Налоги, кроме налога на прибыль | (2) | (5 544) | (5 546) | (172) | (5 718) |
| Налог на прибыль | (3) | (1 310) | (1 313) | (315) | (1 628) |
| Результаты деятельности по добыче нефти и газа | 116 | 4 147 | 4 263 | 208 | 4 471 |

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. Группа уже переоформила часть этих лицензий и намеревается переоформить все остальные на неограниченный срок действия. На настоящий момент не было ни одного неудовлетворенного запроса на переоформление срока действия лицензий.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы за 2006, 2005 и 2004 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

| Млн барр. | Дочерние компании | | | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|--|-------------------|---------------|---------------|----------------------------|---------------|
| | за рубежом | Россия | итого | | |
| Нефть | | | | | |
| 1 января 2004 г. | 255 | 15 318 | 15 573 | 404 | 15 977 |
| Пересмотр предыдущих оценок | 8 | (63) | (55) | 65 | 10 |
| Приобретение неизвлеченного сырья* | 12 | 22 | 34 | (1) | 33 |
| Увеличение / открытие новых запасов | – | 606 | 606 | 18 | 624 |
| Добыча | (11) | (596) | (607) | (28) | (635) |
| Реализация запасов | – | (35) | (35) | (2) | (37) |
| 31 декабря 2004 г. | 264 | 15 252 | 15 516 | 456 | 15 972 |
| Пересмотр предыдущих оценок | (43) | 29 | (14) | (6) | (20) |
| Приобретение неизвлеченного сырья* | 174 | 266 | 440 | (86) | 354 |
| Увеличение / открытие новых запасов | 28 | 472 | 500 | 6 | 506 |
| Добыча | (15) | (619) | (634) | (30) | (664) |
| Реализация 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 |
| Доказанные разрабатываемые запасы | | | | | |
| 31 декабря 2004 г. | 124 | 10 205 | 10 329 | 322 | 10 651 |
| 31 декабря 2005 г. | 255 | 10 070 | 10 325 | 258 | 10 583 |
| 31 декабря 2006 г. | 217 | 9 714 | 9 931 | 245 | 10 176 |

* Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях включает в себя также перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 гг. составляла 563 млн барр., 580 млн барр. и 259 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 гг. составляла 191 млн барр., 172 млн барр. и 125 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

| Млрд. куб. футов | Дочерние компании | | | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|--|-------------------|---------------|---------------|----------------------------|---------------|
| | за рубежом | Россия | итого | | |
| Газ | | | | | |
| 1 января 2004 г. | 2 155 | 22 152 | 24 307 | 166 | 24 473 |
| Пересмотр предыдущих оценок | (268) | (754) | (1 022) | 55 | (967) |
| Приобретение неизвлеченного сырья | 1 174 | 2 | 1 176 | – | 1 176 |
| Увеличение / открытие новых запасов | – | 93 | 93 | 2 | 95 |
| Добыча | (32) | (133) | (165) | (9) | (174) |
| Реализация запасов | – | (4) | (4) | (1) | (5) |
| 31 декабря 2004 г. | 3 029 | 21 356 | 24 385 | 213 | 24 598 |
| Пересмотр предыдущих оценок | 402 | (520) | (118) | (4) | (122) |
| Приобретение неизвлеченного сырья* | – | 8 | 8 | (6) | 2 |
| Увеличение / открытие новых запасов | 273 | 742 | 1 015 | 5 | 1 020 |
| Добыча | (35) | (155) | (190) | (10) | (200) |
| 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 |
| Доказанные разрабатываемые запасы | | | | | |
| 31 декабря 2004 г. | 1 363 | 3 420 | 4 783 | 175 | 4 958 |
| 31 декабря 2005 г. | 1 102 | 4 834 | 5 936 | 153 | 6 089 |
| 31 декабря 2006 г. | 1 108 | 6 234 | 7 342 | 138 | 7 480 |

* 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 2006, 2005 и 2004 гг. составляла 43 млрд куб. футов, 23 млрд куб. футов и 20 млрд куб. футов соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2006, 2005 и 2004 гг. составляла 27 млрд куб. футов, 15 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 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.

| | За рубежом | Россия | Итого дочерние компании | Доля в зависимых компаниях | Итого |
|---|------------|-----------|-------------------------|----------------------------|-----------|
| 31 декабря 2004 г. | | | | | |
| Поступления денежных средств будущих периодов | 8 290 | 290 189 | 298 479 | 9 630 | 308 109 |
| Затраты будущих периодов на разработку и добычу | (4 507) | (162 246) | (166 753) | (4 434) | (171 187) |
| Налог на прибыль будущих периодов | (537) | (29 268) | (29 805) | (1 276) | (31 081) |
| Чистые потоки денежных средств будущих периодов | 3 246 | 98 675 | 101 921 | 3 920 | 105 841 |
| Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств | (1 919) | (64 896) | (66 815) | (1 980) | (68 795) |
| Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств | 1 327 | 33 779 | 35 106 | 1 940 | 37 046 |
| Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств | – | 531 | 531 | – | 531 |

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 171 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 4,4 млрд долл. США.

VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

| Дочерние компании | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Дисконтированная стоимость на 1 января | 52 088 | 35 106 | 31 258 |
| Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа | 571 | 1 761 | 31 |
| Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи | (9 014) | (7 771) | (6 260) |
| Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи | 17 496 | 24 556 | 8 550 |
| Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых | (30 592) | (5 770) | (2 669) |
| Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат | 1 753 | 2 619 | 1 548 |
| Затраты на разработку за период | 2 383 | 2 495 | 1 983 |
| Пересмотр предыдущих данных о запасах | 223 | (320) | (416) |
| Чистое изменение налога на прибыль | 4 002 | (5 346) | (1 084) |
| Прочие изменения | (300) | 149 | 8 |
| Эффект дисконтирования | 6 958 | 4 609 | 2 157 |
| Дисконтированная стоимость на 31 декабря | 45 568 | 52 088 | 35 106 |

| Доля в зависимых компаниях | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Дисконтированная стоимость на 1 января | 2 659 | 1 940 | 1 115 |
| Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа | – | (473) | (20) |
| Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи | (728) | (565) | (562) |
| Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи | 906 | 2 389 | 936 |
| Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых | (632) | (455) | (149) |
| Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат | 45 | 62 | 64 |
| Затраты на разработку за период | 47 | 124 | 117 |
| Пересмотр предыдущих данных о запасах | 153 | (82) | 388 |
| Чистое изменение налога на прибыль | (13) | (432) | (224) |
| Прочие изменения | 104 | (88) | 143 |
| Эффект дисконтирования | 347 | 239 | 132 |
| Дисконтированная стоимость на 31 декабря | 2 888 | 2 659 | 1 940 |

| Всего | 2006 | 2005 | 2004 |
|---|---------------|---------------|---------------|
| Дисконтированная стоимость на 1 января | 54 747 | 37 046 | 32 373 |
| Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа | 571 | 1 288 | 11 |
| Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи | (9 742) | (8 336) | (6 822) |
| Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи | 18 402 | 26 945 | 9 486 |
| Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых | (31 224) | (6 225) | (2 818) |
| Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат | 1 798 | 2 681 | 1 612 |
| Затраты на разработку за период | 2 430 | 2 619 | 2 100 |
| Пересмотр предыдущих данных о запасах | 376 | (402) | (28) |
| Чистое изменение налога на прибыль | 3 989 | (5 778) | (1 308) |
| Прочие изменения | (196) | 61 | 151 |
| Эффект дисконтирования | 7 305 | 4 848 | 2 289 |
| Дисконтированная стоимость на 31 декабря | 48 456 | 54 747 | 37 046 |

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 Отчета. Любые изменения в законодательстве обоих государств, произошедшие после выпуска Отчета, в данном разделе не отражены. В данном разделе не приводится исчерпывающий анализ всех налоговых аспектов, относящихся к депозитарным распискам (далее расписки) или обыкновенным акциям (далее акции), в обоих государствах (или в любых иных). Информацию о точных налоговых последствиях приобретения, владения и распоряжения нашими акциями и расписками следует запрашивать у ваших налоговых консультантов. Возможность применения любого соглашения об избежании двойного налогообложения зависит от каждого конкретного случая. В этой связи следует отметить, что на практике могут возникнуть определенные трудности при получении льгот по избежанию двойного налогообложения.

Ни при каких обстоятельствах не следует рассматривать настоящий раздел в качестве налоговой консультации.

Налоговые аспекты в РФ

Рассмотрение применения какого-либо соглашения об избежании двойного налогообложения не является целью настоящего раздела. Вступление в силу главы о налоге на прибыль Налогового Кодекса РФ 1 января 2002 года отменило предварительное согласование с налоговыми органами вопросов льготного налогообложения дохода нерезидентов (возникшего в связи с владением ценными бумагами) в соответствии с каким-либо соглашением об избежании двойного налогообложения. Тем не менее, не исключено, что налоговые органы могут во время проверки оспаривать право нерезидента пользоваться соответствующими льготами и требовать, чтобы налоговый агент оплатил полную сумму налога, а также штрафы и пени.

Держатели-нерезиденты

В настоящем разделе под понятием «держатель-нерезидент» по отношению к физическому лицу понимается физическое лицо, пребывающее на территории РФ менее 183 дней в соответствующем календарном году и являющееся собственником акций или расписок с правом распоряжения ими.

В настоящем разделе под понятием «держатель-нерезидент» по отношению к юридическому лицу понимается юридическое лицо или организация, не зарегистрированные и не осуществляющие свою деятельность в соответствии с законодательством РФ, являющиеся держателями акций или расписок (с правом распоряжения ими) не через постоянное представительство в РФ. В действующем налоговом законодательстве РФ не дается определения резидентства юридического лица. На практике для определения резидентства юридического лица в РФ можно руководствоваться приведенным выше определением.

Налоговые правила РФ, касающиеся ценных бумаг, и особенно тех, держателями которых являются нерезиденты, характеризуются значительной неопределенностью и отсутствием четких толкований. Налоговое законодательство и процедуры РФ плохо проработаны и разные налоговые инспекции и инспекторы могут истолковывать их по-разному. К тому же, нормы налогового законодательства РФ и их истолкование и применение могут резко и непредсказуемо меняться, что не свойственно странам с более развитым фондовым рынком. Главы Части II Налогового Кодекса РФ, регулирующие налогообложение доходов физических лиц и прибыли российских и иностранных юридических лиц, 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, а также проценты за просрочку платежа.

Для избежания двойного налогообложения корпоративный держатель-нерезидент должен предоставить подтверждение своего налогового резидентства в соответствии с соглашением об избежании двойного налогообложения и прочую документацию до получения соответствующего дохода. Держатели-резиденты Великобритании могут получить такое подтверждение, обратившись в письменной форме к своему местному налоговому инспектору.

В соответствии с Налоговым Кодексом РФ держатель-нерезидент (физическое лицо) обязан предоставить налоговым органам РФ документ, подтверждающий, что он является налоговым резидентом другой страны, и документ, утвержденный налоговыми органами данной страны, с указанной в нем суммой дохода и суммой уплаченного налога. Формально это означает, что физическое лицо не может рассчитывать на льготы, предусмотренные соглашением об избежании двойного налогообложения, пока оно не уплатило налог в стране, резидентом которой является.

Если держатель-нерезидент заранее не подтвердил свое право на льготы в соответствии с соглашением об избежании двойного налогообложения и налог на прирост стоимости активов или на другие суммы был удержан резидентом РФ, нерезидент имеет право на их возврат в течение трех лет с момента окончания налогового периода, в котором налог был удержан, в случае если он является юридическим лицом, или в течение одного года с момента окончания налогового периода, в случае если он является физическим лицом. Юридические лица не имеют 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) 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 владеющими такой долей); или
- особым категориям инвесторов, таким как дилеры.

Налог на дивиденды

Держатели акций компаний, зарегистрированных в РФ, и депозитарных расписок на эти акции не уплачивают налог на дивиденды в Великобритании. Как было указано в части «Налоговые аспекты в РФ – Налогообложение дивидендов», данные дивиденды подлежат налогообложению в РФ.

Налогообложение дивидендов

Держатель расписок или акций в Великобритании, который получает дивиденды на расписки или акции, может облагаться подоходным налогом или налогом на корпорации в Великобритании на сумму полученных дивидендов до вычета любых налогов, удержанных в РФ, но при этом имеет право на 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 возникнуть налогооблагаемая прибыль или убыток, который уменьшает его суммарную налогооблагаемую базу. Держатель (физическое лицо), который является резидентом или долгосрочным резидентом Великобритании и имеет постоянное местожительство там, обычно облагается налогом в Великобритании на прирост стоимости активов при продаже расписок или обыкновенных акций. Держатель (физическое лицо), который является резидентом или долгосрочным резидентом Великобритании, но не имеет постоянное местожительство там, облагается налогом в Великобритании на прирост стоимости активов при условии, что доход или часть дохода от продажи расписок или акций поступил или обоснованно считается поступившим в Великобританию (убытки, возникшие вследствие продажи, не могут поступить в Великобританию). Операции с расписками или акциями на Лондонской фондовой бирже могут привести к возникновению прибыли, которая облагается налогом Великобритании на прирост стоимости активов. Следует отметить, что другие правила могут действовать в случаях, когда физическое лицо получило акции в качестве вознаграждения за свою работу (в таком случае прибыль облагается подоходным налогом, а не налогом на прирост стоимости активов).

Держатели-резиденты Великобритании (физические лица), которые получили прибыль по операциям с акциями и расписками, могут при определенных обстоятельствах воспользоваться налоговыми льготами: если ценные бумаги приобретены после марта 1998 года, то чем больше времени держатель владеет акциями, тем меньше ставка, по которой он платит налог на прирост их стоимости при продаже. Для ценных бумаг, приобретенных раньше марта 1998 года, действует система индексации.

В случае приобретения расписок или акций в различные периоды времени применяются специальные правила, которые 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.

Последствия удержания налогов в РФ

Как было отмечено в разделах «Налоговые аспекты в РФ – Налогообложение дивидендов и Налогообложение прироста стоимости активов», дивидендные выплаты на акции будут подлежать, а прибыль от прироста стоимости активов может подлежать налогообложению в РФ. Держатель-резидент Великобритании обычно имеет право на возмещение налогов, уплаченных в РФ, в обмен на его обязательство по уплате подоходного налога или налога на корпорации в Великобритании на соответствующую сумму. Размер налогового возмещения исчисляется с применением специальных правил.

Государственная пошлина в Великобритании

Госпошлина за оформление документов по переоформлению прав собственности на расписки или акции обычно не взимается в Великобритании, кроме случаев, когда переоформление осуществляется в Великобритании или когда оформление может быть отнесено к «какой-либо деятельности, которая осуществляется или будет осуществляться в Великобритании». Госпошлина за подготовку электронных документов по переоформлению прав собственности на расписки или акции обычно не взимается в Великобритании, кроме случаев, когда корпорация, которая выпустила расписки или акции, хранит их в реестре, находящемся на территории Великобритании, или когда они хранятся там от имени данной корпорации.

Заявления прогнозного характера

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

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

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

К указанным обстоятельствам относятся:

- инфляция, колебания процентных ставок и валютного курса
- цена на нефть 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.

Справочная информация

Наиболее полную и оперативную информацию о Компании вы всегда можете найти на ее веб-сайте www.lukoil.ru (русский язык) или www.lukoil.com (английский язык).

На сайте вы сможете ознакомиться также с основными направлениями и результатами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», получить оперативную и актуальную информацию о событиях, связанных с Компанией, обо всех аспектах ее деятельности, узнать о ее социальной политике и политике по защите окружающей среды.

В разделе «Инвесторам и акционерам» представлены финансовые и производственные результаты деятельности Компании, история дивидендных выплат, котировки акций, презентации инвестиционному сообществу и отчеты Компании.

Юридический адрес и центральный офис

Россия, 101 000, Москва,
Сретенский бульвар, дом 11

Пресс-служба

Телефон: +7 (495) 627-16-77
Факс: +7 (495) 627-16-53
Электронная почта: pr@lukoil.com

Центральная справочная служба

Телефон: +7 (495) 627-44-44, 628-98-41
Факс: +7 (495) 925-70-16

Отдел по работе с акционерами

Телефон: +7 (495) 627-48-84, 973-73-46
Факс: +7 (495) 627-41-91
Электронная почта: shareholder@lukoil.com

Фондово-консультационный центр ОАО «ЛУКОЙЛ»

Россия, 101 000, Москва,
Покровский бульвар, дом 3, стр. 1
Телефон: +7 (495) 627-41-91, 627-43-80
Факс: +7 (495) 627-41-91

Отдел отношений с инвесторами

Телефон: +7 (495) 627-16-96
Факс: +7 (495) 981-72-88
Электронная почта: ir@lukoil.com

Регистрационная компания ОАО «Регистратор «НИКОЙЛ»

Россия 125 124, Москва,
3-я улица Ямского поля, дом 28
Телефон / факс: +7 (495) 755-90-77

Опубликованные отчеты

На сайте Компании (www.lukoil.ru) 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.

Понятия и определения, используемые в документе

Названия и слова ОАО «ЛУКОЙЛ», группа «ЛУКОЙЛ», «Группа», «ЛУКОЙЛ», «Компания», компания «ЛУКОЙЛ», «мы» и «наш», используемые в тексте данного годового отчета, являются равнозначными и относятся к группе компаний «ЛУКОЙЛ» в целом, ОАО «ЛУКОЙЛ» и/или ее дочерним обществам в зависимости от контекста.

При пересчете из рублей в доллары США, если не указано иное, использовался средний обменный курс за 2006 год (27,19 руб./долл.).

Сокращения

долл. – доллары США

т у. т. – тонна условного топлива (1 т у. т. = 1 т нефти = 1 000 м³ газа)

барр. н. э. – баррель нефтяного эквивалента (1 барр. н. э. = 6 000 фут³ газа)