

ВСЕГДА В ДВИЖЕНИИ



ЛУКОЙЛ

Отчет о деятельности 2009

WWW.LUKOIL.RU

СОБЫТИЯ 2009 ГОДА

ОСНОВНЫЕ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ
ПОКАЗАТЕЛИ

КОРПОРАТИВНАЯ
ПОЛИТИКА



НОВАЯ ФОРМУЛА ДВИЖЕНИЯ



ЛУКОЙЛ
МОТОРНЫЕ МАСЛА

Отчет о деятельности 2009

Юридический адрес и центральный офис
101000, Российская Федерация, г. Москва,
Сретенский бульвар, дом 11

Центральная справочная служба
Телефон: +7 (495) 627-44-44, 628-98-41
Факс: +7 (495) 625-70-16

Отдел по работе с акционерами
Телефон: +7 (495) 627-48-84, (499) 973-73-46
Факс: +7 (495) 627-41-91
Электронная почта: shareholder@lukoil.com

Отдел отношений с инвесторами
Телефон: +7 (495) 627-16-96
Факс: +7 (495) 981-72-88
Электронная почта: ir@lukoil.com

Пресс-служба
Телефон: +7 (495) 627-16-77
Факс: +7 (495) 627-16-53
Электронная почта: pr@lukoil.com

Фондово-консультационный центр
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Россия, 101000, Москва,
Покровский бульвар, дом 3, стр. 1
Телефон: +7 (495) 627-41-91, 627-43-80
Факс: +7 (495) 627-41-91

ОАО «Регистратор НИКОйл»
125993, Российская Федерация,
г. Москва, 3-я улица Ямского поля, дом 28
Телефон/факс
для физических лиц: +7 (495) 933-67-39,
для юридических лиц: +7 (495) 755-90-77

Понятия и определения, используемые
в документе

Названия и слова «ОАО «ЛУКОЙЛ», «группа «ЛУКОЙЛ», «Группа», «ЛУКОЙЛ», «Компания», «компания «ЛУКОЙЛ», «мы» и «наш», используемые в тексте данного годового отчета, являются равнозначными и относятся к группе «ЛУКОЙЛ» в целом, ОАО «ЛУКОЙЛ» и/или ее дочерним обществам в зависимости от контекста.

При пересчете из рублей в доллары США, если не указано иное, использовался средний обменный курс за 2009 год (31,72 руб./долл.).

Запасы и добыча нефти включают нефть, газовый конденсат и ШФЛУ.

Проценты изменения результатов операционной деятельности за 2009 год, приведенных в млн т, рассчитаны на основе соответствующих показателей в тыс. т.

Сокращения

долл. – доллары США
т у. т. – тонна условного топлива
(1 т у. т. = 1 т нефти = 1 000 м³ газа)
барр. н. э. – баррель нефтяного эквивалента
(1 барр. н. э. = 6 000 фут³ газа)

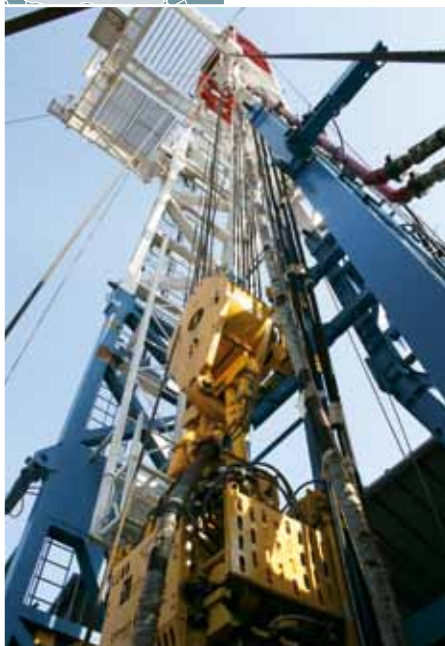
Наиболее полную и оперативную информацию о Компании вы всегда можете найти на ее веб-сайте www.lukoil.ru (русский язык) или www.lukoil.com (английский язык).

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.

ЛУКОЙЛ

Отчет о деятельности 2009



- 4** ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ
- 8** ЛУКОЙЛ НА КАРТЕ МИРА
- 10** ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
- 11** СОБЫТИЯ 2009 ГОДА
- 16** РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА
 - 22 Лицензирование
 - 23 Запасы нефти и газа
 - 26 Геолого-разведочные работы
 - 32 Разработка месторождений и добыча нефти
 - 40 Проект: Западная Курна-2 в Ираке
 - 42 Разработка месторождений и добыча газа
- 46** НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ
 - 48 Нефтепереработка
 - 52 Приобретение нефтеперерабатывающего завода TRN
 - 54 Производство масел
 - 58 Газопереработка
 - 60 Нефтехимия
- 62** ЭНЕРГЕТИКА
- 66** ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ
 - 68 Поставка нефти
 - 70 Поставка газа
 - 71 Газовый баланс
 - 72 Сбыт нефтепродуктов

Содержание

- 76** ТОВАРНЫЙ БАЛАНС
ОАО «ЛУКОЙЛ» (2009)
- 78** ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ
- 80 Технологии в сфере геологоразведки и добычи
 - 84 Технологии в сфере нефтепереработки
 - 85 Информационные технологии
- 86** СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
- 88 Охрана окружающей среды
 - 92 Промышленная безопасность и охрана труда
 - 93 Персонал и социальные программы
 - 96 Социальная политика и благотворительная деятельность
- 102** КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ
- 104 Управление Компанией
 - 105 Совет директоров и Правление
 - 114 Комитеты Совета директоров
 - 114 Изменения в составе Группы
 - 114 Управление финансовой деятельностью
 - 115 Внутренний контроль и аудит
 - 116 Информационная открытость
 - 116 Ценные бумаги Компании
 - 119 Дивиденды
- 121** ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ КОМПАНИИ



Обращение к акционерам

Уважаемые акционеры!

Нам приятно сообщить, что группа «ЛУКОЙЛ» добилась позитивных результатов по итогам сложного, нестабильного 2009 года, на который пришлось самая острая фаза кризиса в мировой экономике и резкое снижение цен на нефть и нефтепродукты. В это непростое время Компания успешно продемонстрировала свою способность противостоять трудностям, гибко реагировать на неблагоприятные макроэкономические условия, обеспечивать стабильное и поступательное развитие бизнеса и увеличивать потенциал роста своей стоимости. Учитывая резкое и негативное изменение макроэкономического окружения, мы сделали в отчетном году акцент на сокращение капитальных затрат, ужесточение финансовой дисциплины, укрепление финансового положения Компании. При этом мы продолжали в полном объеме финансировать ключевые проекты развития. Благодаря этому Группе удалось достигнуть высоких результатов и заложить базу для дальнейшего роста.

Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» в отчетном году составила 7 011 млн долл., доходность на вложенный капитал – 11,8%. Свободный денежный поток достиг 2 360 млн долл., что является высоким показателем, принимая во внимание кризисную ситуацию в экономике. Необходимо отметить, что темп снижения чистой прибыли ОАО «ЛУКОЙЛ» год к году был существенно ниже темпа падения цен на нефть. Так, цена на нефть сорта Юралс снизилась на 35,5%, в то время как чистая прибыль Компании – на 23,3%. Маржа нефтепереработки как в России, так и за рубежом также упала существенно, чем результаты ОАО «ЛУКОЙЛ» в сегменте переработки. Такая динамика была достигнута благодаря усилиям Компании по повышению эффективности деятельности, сокращению издержек по всем направлениям бизнеса и росту объемов добычи и переработки нефти.

Компания подтверждает свою приверженность долгосрочной политике, направленной на рост доходов акционеров. Так, по итогам 2009 года объем дивидендных выплат по сравнению с 2008 годом не будет снижен, несмотря на сокращение чистой прибыли: 20 апреля 2010 года Совет директоров реко-



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

мендовал годовому Общему собранию акционеров утвердить дивиденды по итогам 2009 года в размере 52 руб. на акцию (1,72 долл. по курсу на 31.12.2009), что соответствует уровню предыдущего года. Таким образом, доля дивидендных выплат в чистой прибыли превысит 20% (15% по итогам 2008 года). Дивидендная доходность составит 3,6%.

По итогам года мы достигли лучшей сбалансированности источников финансирования. В частности, Группа разместила выпуск еврооблигаций объемом 1,5 млрд долл., причем доходность по выпуску была зафиксирована на докризисном уровне, что является беспрецедентным для российской частной компании.

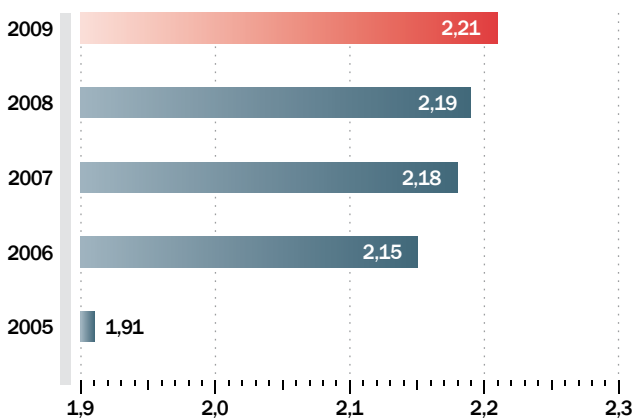
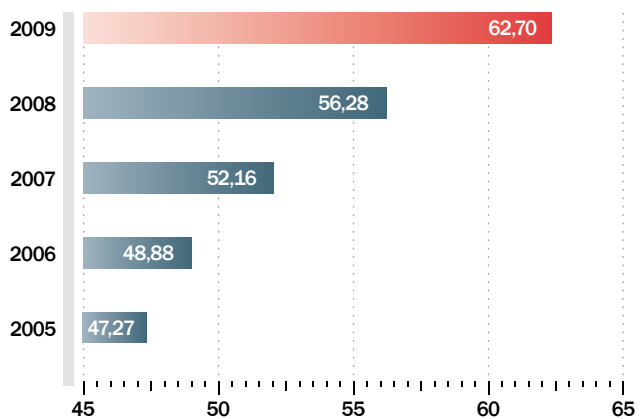
В бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» Компания продолжала активно наращивать свою ресурсную базу и заниматься ее разработкой, используя новейшие технологии разведки и добычи. Группа делала упор на стабилизацию добычи в традиционных регионах и динамичный рост в новых.

В отчетном году благодаря осуществленным ранее инвестициям в развитие ЛУКОЙЛ продемонстрировал положительную динамику добычи углеводородов. По итогам 2009 года добыча углеводородов Группой выросла почти на 1%, до 2,21 млн барр. н. э./сут. Особенно следует отметить рост среднесуточной добычи нефти – на 2,7% – благодаря Южно-Хыльчюскому месторождению в Тимано-Печоре, которое было введено в эксплуатацию в 2008 году. Уже в середине отчетного года месторождение вышло на проектный уровень добычи нефти, что способствует достижению стратегической цели Компании по наращиванию добычи в новых регионах. Рост добычи нефти был получен и по международным проектам. Вместе с тем добыча товарного газа упала на 12,5% в результате сокращения спроса и соответственного ограничения приема газа компанией «Газпром».

Важнейшим событием 2009 года стала победа консорциума в составе группы «ЛУКОЙЛ» и норвежской компании Statoil в тендере на право освоения месторождения Западная Курна-2 в Ираке. На текущий момент Западная Курна-2 – одно из крупнейших неразрабатываемых месторождений в мире



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. АЛЕКПЕРОВ

ДОБЫЧА ТОВАРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ,
МЛН БАРР. Н. Э./СУТПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ НА СОБСТВЕННЫХ
И ЗАВИСИМЫХ НПЗ, МЛН Т

(извлекаемые запасы – около 13 млрд барр.). Срок действия контракта составляет 20 лет с возможностью продления на 5 лет. На протяжении последнего десятилетия мы продолжали бороться за иракский проект, выполняя обещание, данное нашим акционерам, и наконец добились своей цели. Этот проект является стратегически важным для Компании и будет способствовать ее качественному развитию и росту ее акционерной стоимости.

В 2009 году мы приложили максимум усилий для скорейшего начала добычи на Северном Каспии. На месторождении им. Ю. Корчагина были сооружены морская ледостойкая стационарная платформа с буровым комплексом, а также жилая и транспортная инфраструктуры, началось эксплуатационное бурение. Первая нефть на месторождении получена во втором квартале 2010 года. Месторождение стало первым из ряда перспективных каспийских проектов, которые будут введены Компанией в разработку и станут залогом долгосрочного качественного роста добычи.

В бизнес-сегменте «Переработка и сбыт» в отчетном году Компания достигла оптимального баланса между переработкой и добычей нефти (НПЗ Группы могут переработать до 75% добываемой нефти). В целом же, объем переработки нефти на НПЗ Группы, включая долю в переработке на комплексах ISAB и TRN, составил 62,70 млн т (на 11,4% больше по сравнению с 2008 годом). Объем розничной реализации нефтепродуктов составил 14,1 млн т, что практически соответствует уровню 2008 года. Несмотря на кризисный год, Компании удалось избежать снижения объемов реализации благодаря увеличению числа высокоэффективных АЗС и росту доверия потребителей.

В 2009 году продолжалось активное развитие бизнес-сектора «Электроэнергетика», созданного в Группе в 2008 году. В стратегии на 2010–2019 годы новому бизнес-сектору уделяется значительное внимание. Планируется, что он будет генерировать существенные денежные потоки, а в долгосрочной

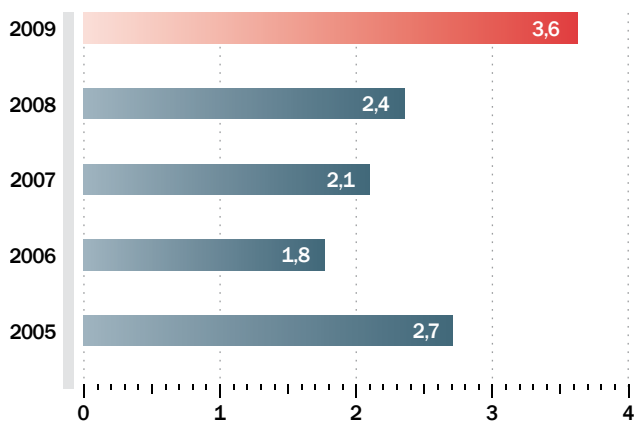
перспективе станет важным фактором роста акционерной стоимости Компании. В отчетном году практически завершились реструктуризация бизнес-сектора и его интеграция в структуру Группы.

Компания уделяет особое внимание состоянию **окружающей среды и здоровью людей**. Поэтому на наших НПЗ ускоренными темпами вводятся новые стандарты качества, начинается производство новых продуктов с улучшенными свойствами. Так, на Ухтинском НПЗ был введен в эксплуатацию блок изомеризации, что позволило заводу начать производство бензинов по стандартам Евро-3 и Евро-4. На НПЗ в Бургасе была введена новая установка сернокислотного алкилирования, которая позволит повысить качество выпускаемых бензинов. Установка спроектирована с использованием передовых технологий промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Несмотря на снижение общего объема капиталовложений по Группе в целом, объем финансирования работ по промышленной безопасности и охране окружающей среды сократился несущественно. Роста происшествий на производстве допущено не было.

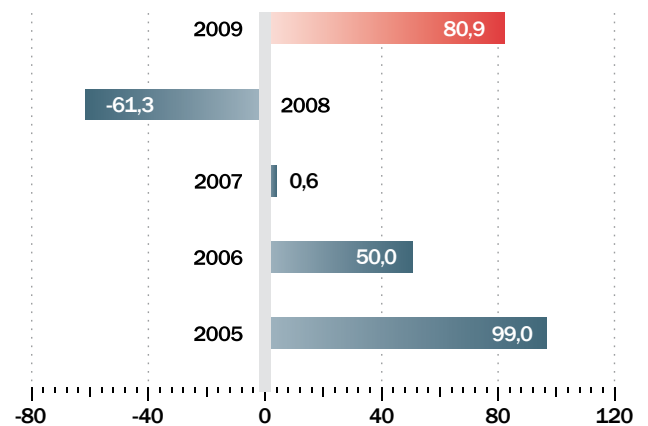
Таких результатов нам позволяет добиваться прежде всего использование **современных технологий** во всех сферах нашей деятельности. Мы осознаем первостепенную роль проведения научно-исследовательских работ и применения их результатов в формировании конкурентоспособности ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2009 году началось сотрудничество Компании с государственной корпорацией РОСНАНО в области коммерциализации нанотехнологий и их внедрения в нефтегазовой отрасли. Судя по темпам развития нашего сотрудничества, уже сейчас можно сказать, что оно будет плодотворным.

Наши успехи не стали бы возможными без усилий тысяч талантливых работников по всему миру, которые ежедневно своим трудом вносят вклад в динамичное и поступательное развитие группы «ЛУКОЙЛ». Поэтому повышение мотивации, квалификации и социальной защищенности работников

ДИВИДЕНДНАЯ ДОХОДНОСТЬ, %



СОВОКУПНЫЙ ДОХОД АКЦИОНЕРА (TSR), %



является основной целью нашей социальной политики. Мы особенно гордимся тем, что в кризисный 2009 год не допустили сокращения рабочих мест и социальных выплат. Это стало возможным благодаря снижению расходов и оптимизации деятельности по другим направлениям. Мы четко придерживались своего основного принципа: **люди – главная ценность Компании.**

Группа «ЛУКОЙЛ» в отчетном году приложила максимум усилий для наращивания своей акционерной стоимости. Были увеличены операционные показатели, приобретены новые эффективные активы. Одновременно проводилась жесткая политика по сдерживанию капитальных затрат. Это позволило Компании сохранить свою инвестици-

онную привлекательность в условиях нестабильности мировой финансовой системы. Стоимость акций ОАО «ЛУКОЙЛ» выросла на 75,6% по итогам 2009 года, что несколько меньше, чем по российскому фондовому рынку в целом. Совокупный доход акционера (с учетом выплаченных дивидендов) по итогам 2009 года превысил 80%.

Таким образом, в кризисный 2009 год ЛУКОЙЛ еще раз доказал свою состоятельность и способность гибко справляться с тяжелыми макроэкономическими условиями, обеспечивать рост эффективности своей деятельности, генерировать достаточные свободные денежные потоки и добиваться нашей главной цели – повышения доходов акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ».

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

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. АЛЕКПЕРОВ

ЛУКОЙЛ – одна из крупнейших международных вертикально интегрированных энергетических компаний



Основные производственные и финансовые показатели

Основные финансовые показатели

	2009	2008	Прирост
Выручка от реализации, млн долл.	81 083	107 680	-24,7%
ЕВITDA, млн долл.	13 475	15 797	-14,7%
Чистая прибыль, млн долл.	7 011	9 144	-23,3%
Базовая прибыль на акцию, долл.	8,28	10,88	-23,9%
ROACE, %	11,8	17,3	
Капитальные затраты, млн долл.	6 534	10 589	-38,3%
Инвестиции (приобретение дочерних компаний и миноритарных долей), млн долл.	2 945	5 398	-45,4%
Цена акции на конец года, долл.	56,2	32,0	+75,6%
Дивиденд на акцию, руб.	52	50	+4,0%

Основные производственные показатели

	2009	2008	Прирост
Запасы нефти, млн барр.	13 696	14 458	-5,3%
Запасы газа, млрд фут ³	22 850	29 253	-21,9%
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	17 504	19 334	-9,5%
Добыча нефти, млн барр.	719,6	702,9	+2,4%
Добыча товарного природного газа, млн м ³	10 218	12 671	-19,4%
Добыча товарного нефтяного газа, млн м ³	4 680	4 349	+7,6%
Добыча товарных углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	2 212	2 194	+0,8%
Переработка нефти на собственных НПЗ и комплексах ISAB и TRN, млн т	62,70	56,28	+11,4%
Переработка нефти на привлеченных НПЗ, млн т	3,78	5,48	-31,0%
Переработка газа, млн м ³	2 962	3 249	-8,8%
Выпуск нефтехимической продукции, млн т	0,90	1,46	-38,4%
Экспорт нефти, млн т	42,02	39,30	+6,9%
Экспорт нефтепродуктов, млн т	27,8	25,8	+7,7%
Реализация нефти, млн т	49,97	39,54	+26,4%
Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т	86,68	80,98	+7,0%
Розничная реализация нефтепродуктов, млн т	14,08	14,16	-0,6%
Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые)	6 620	6 748	-1,9%
Среднесписочная численность работников, тыс.	143,4	152,5	-5,9%

Данные по запасам и добыче приведены с учетом доли в зависимых компаниях.

События 2009 года

Февраль

ОАО «ЛУКОЙЛ» привлекло необеспеченный кредит в размере 1 млрд евро от ОАО «Газпромбанк» (срок – 3 года) и два кредита в размере 500 млн долл. и 17 млрд руб. (около 500 млн долл.) (срок кредитов – 1 год) от Сбербанка РФ. Полученные средства были использованы на общекорпоративные цели, включая предоставление займов дочерним и зависимым обществам Компании, рефинансирование существующей задолженности, а также на пополнение оборотных средств.

ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило Годовую координационную программу научно-технических работ группы «ЛУКОЙЛ» на 2009 год, Среднесрочную целевую программу научно-технического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2010–2011 годы и Программу стандартизации группы «ЛУКОЙЛ» (Разработку первоочередных стандартов на 2009–2011 годы). Годовая программа включает в себя проведение более 800 научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в области разведки и разработки месторождений, а также оказание научно-технических услуг. Объем средств, выделенных на ее реализацию, составляет около 3 млрд руб. (около 100 млн долл.). Объем финансирования разработанной впервые Среднесрочной целевой программы научно-технического развития Группы превышает 7 млрд руб. (более 200 млн долл.). Около 90% всех расходов в рамках Годовой и Среднесрочной программ будет направлено в бизнес-сегмент «Геологоразведка и добыча».

Март

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ОАО «НЛМК») подписали Соглашение о сотрудничестве и техническом партнерстве сроком на 3 года. Соглашение предусматривает проведение единой технической политики в области разработки смазочных материалов и специальных жидкостей с целью приведения их в полное соответствие с международными требованиями по уровню эксплуатационных свойств и нормам экологической безопасности. Предполагается совместная разработка

и внедрение программы замещения импортируемых ОАО «НЛМК» смазочных материалов и специальных жидкостей продукцией, обозначаемой товарными знаками ОАО «ЛУКОЙЛ» и имеющей допуски и одобрения ведущих мировых производителей промышленного оборудования и мобильной техники.

Апрель

Группа «ЛУКОЙЛ» начала бурение первой эксплуатационной скважины на Пякяхинском газоконденсатном месторождении. В среднесрочной перспективе на месторождении планируется пробурить 55 эксплуатационных скважин. Ввод месторождения в промышленную эксплуатацию запланирован на 4 квартал 2011 года.

Для транспортировки углеводородов, добытых на Пякяхинском месторождении, будет построен газопровод длиной 126 км до Находкинского месторождения, а также трубопровод длиной 160 км до Ванкорского месторождения. Доказанные запасы Пякяхинского месторождения по состоянию на конец 2009 года составляют 70 млн барр. нефти и конденсата и 1,9 трлн фут³ газа.



Пякяхинское газоконденсатное месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило Программу экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2009–2013 годы. В общей сложности программа предусматривает 483 мероприятия общей стоимостью более 58 млрд руб. (около 1,8 млрд долл.). Целью Программы являются совершенствование системы экологического управления и минимизация негативного воздействия производственной деятельности Компании на окружающую среду. Программа включает мероприятия по минимизации образования и по утилизации отходов производства, утилизации нефтяного попутного газа, а также по реализации проектов с использованием механизмов Киотского протокола и обеспечению уровня воздействия на окружающую природную среду, соответствующего требованиям национального и международного законодательства.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «АВТОВАЗ» подписали Генеральное соглашение о сотрудничестве и техническом партнерстве на 2009–2012 годы. Соглашение предусматривает, в частности, поставки бензинов, дизельного топлива, а также моторных и трансмиссионных масел, обозначаемых товарными знаками ОАО «ЛУКОЙЛ», для первой заправки автомобилей ОАО «АВТОВАЗ». Документ предусматривает также проведение единой технической политики в области повышения качества горюче-смазочных материалов для обеспечения их соответствия современным международным требованиям по уровню эксплуатационных свойств и нормам экологической безопасности.



ЛУКОЙЛ и АВТОВАЗ подписали Соглашение о сотрудничестве и техническом партнерстве

Май

ОАО «ЛУКОЙЛ» вошло в число пяти европейских нефтегазовых компаний, признанных лидерами по степени лояльности к акционерам по результатам исследования, проведенного авторитетным журналом «Institutional Investor». Издание проводит ежегодную оценку компаний по уровню их отношений с акционерами путем опроса более 300 аналитиков и портфельных инвесторов, которые представляют свыше 200 финансовых групп с совокупными инвестициями в европейские активы свыше 2,4 трлн долл.

Июнь

Организация группы «ЛУКОЙЛ» подписала соглашение о приобретении у TOTAL S.A. 45%-й доли участия в TOTAL Raffinaderij Nederland N.V. (TRN) в Нидерландах. Сделка была завершена в сентябре 2009 года, ее окончательная сумма составила около 700 млн долл. Управление заводом осуществляется по процессинговой схеме. Компания в соответствии со своей долей участия будет обеспечивать поставки нефти и другого сырья, а также получать готовые нефтепродукты. НПЗ имеет доступ к транспортной инфраструктуре, включая терминал Maasvlakte Olie (Нидерланды), в котором TRN принадлежит 22% участия.



ЛУКОЙЛ приобрел 45% TOTAL Raffinaderij Nederland N.V. (TRN)

ОАО «ЛУКОЙЛ» успешно завершило размещение на ММВБ биржевых облигаций объемом 15 млрд руб. (около 500 млн долл.) сроком обращения 364 дня. Общий объем спроса превысил 35 млрд руб. (более 1,1 млрд долл.). По итогам рассмотрения полученных заявок ставка купона была определена в размере 13,5% годовых. Средства, полученные в процессе размещения, были направлены на пополнение оборотного капитала Компании.

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены Годовой отчет Компании за 2008 год и годовая бухгалтерская отчетность, в том числе отчеты о прибылях и убытках Компании. Акционеры утвердили выплату дивидендов по результатам 2008 финансового года в размере 50 руб. на одну обыкновенную акцию (42 руб. по итогам работы за 2007 год). Собрание акционеров утвердило размер вознаграждения и компенсации расходов членам Совета директоров и Ревизионной комиссии, избрало членов Совета директоров и Ревизионной комиссии, одобрило сделку, в совершении которой имеется заинтересованность.

Август

ОАО «ЛУКОЙЛ» разместило на ММВБ биржевые облигации общим объемом 25 млрд руб. (около 800 млн долл.). Срок обращения бумаг составляет 1 092 дня, купонный период облигаций – 182 дня, процентная ставка купона – 13,35% годовых. В период сбора заявок было получено 126 оферт инвесторов со ставкой купона в диапазоне от 12,3 до 14,5% годовых. Общий объем спроса на бумаги Компании превысил 65 млрд руб. (более 2 млрд долл.). Это размещение облигаций стало для ОАО «ЛУКОЙЛ» рекордным по объемам на рублевом рынке долговых инструментов.

Группа «ЛУКОЙЛ» привлекла кредит на сумму 1,2 млрд долл. у синдиката международных банков. Срок кредита составляет 3 года, процентная ставка – LIBOR + 4% годовых. Обеспечением по кредиту является выручка по контрактам на экспорт нефти. Средства, полученные по кредиту, были использованы Компанией на общекорпоративные цели, рефинансирование существующей финансовой задолженности, финансирование операций, связанных с экспортом нефти.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «АНК «Башнефть» подписали базисное Соглашение о сотрудничестве сроком действия до 1 августа 2010 года. Документ предусматривает установление долгосрочных и взаимовыгодных отношений между сторонами, их дочерними обществами и уполномоченными операторами в области поставок нефти, добытой Компанией, на группу уфимских НПЗ, ее переработки, встречных поставок продукции нефтепереработки и нефтехимии на экспорт и внутренний рынок Российской Федерации.

Сентябрь

ОАО «ЛУКОЙЛ» опубликовало Отчет о деятельности в области устойчивого развития за 2007–2008 годы. Документ содержит информацию об



ЛУКОЙЛ опубликовал Отчет о деятельности в области устойчивого развития за 2007–2008 гг.

основных направлениях и показателях производственной, социальной и экологической деятельности Компании в регионах ее присутствия – Западной Сибири, Пермском крае, Калининградской, Волгоградской, Астраханской и Нижегородской областях, Республике Коми, Ненецком автономном округе. При подготовке отчета использовались международные документы – стандарт AA1000 (1999), «Руководство по отчетности в области устойчивого развития» Глобальной инициативы по отчетности и Глобальный договор, а также Социальная хартия российского бизнеса.

Группа «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию блок изомеризации на Ухтинском НПЗ. Блок, предназначенный для получения высокооктанового компонента бензинов, не содержащего сернистых соединений, бензола и ароматики, позволил Ухтинскому НПЗ начать производство автомобильных бензинов, соответствующих экологическим требованиям Евро-3 и Евро-4. Проектная мощность блока по сырью составляет 120 тыс. т/год. Инвестиции в строительство блока составили около 40 млн долл.

Группа «ЛУКОЙЛ» заняла первое место среди 75 крупнейших российских компаний в рейтинге социальной ответственности бизнеса, составленном газетой «Труд», Агентством политических и экономических коммуникаций и Российским антикризисным форумом. Под социальной ответственностью в данном рейтинге понимается создание и сохранение рабочих мест, налоговая дисциплина, выполнение обязательств перед работниками, активная роль в поддержании региональной социальной инфраструктуры. Экспертный опрос проводился методом закрытого анкетирования, в котором приняли участие 26 экспертов, в том числе представители профсоюзов, объединений предпринимателей, экономисты, социологи, политики, публицисты.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Минэкономразвития России подписали соглашение о сотрудничестве. Документ предусматривает взаимодействие в области сотрудничества с международными организациями топливно-энергетической отрасли и зарубежными нефтегазовыми компаниями, участие в энергетических конференциях, форумах и других публичных международных мероприятиях. В соответствии с Соглашением Минэкономразвития России будет оказывать Компании содействие в защите ее законных интересов при осуществлении внешнеэкономической деятельности, а также включать специалистов Компании в состав экспертной части межправительственных комиссий. ОАО «ЛУКОЙЛ», в свою очередь, будет оказывать Минэкономразвития России экспертно-консультативную помощь в разработке предложений для органов государственной власти по вопросам развития отношений с иностранными государствами и международными организациями в топливно-энергетической отрасли.

Шесть руководителей организаций группы «ЛУКОЙЛ» были включены в рейтинг «1 000 самых профессиональных менеджеров России», составленный Ассоциацией менеджеров России и издательским домом «Коммерсантъ». Рейтинг выявляет наиболее профессиональных управленцев, лидеров в своих отраслях и функциональных направлениях.

Октябрь

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Государственная корпорация «Российская корпорация нанотехнологий» (далее – РОСНАНО) подписали Генеральное соглашение о стратегическом партнерстве. В соответствии с документом стороны будут развивать сотрудничество в области коммерциализации нанотехнологий и их внедрения в нефтегазовую отрасль, в том числе в организациях Группы, а также определят приоритетные проекты и регионы проведения опытно-промышленных испытаний перспективных нанотехнологий на производственных площадках организаций Группы.

Деятельность ОАО «ЛУКОЙЛ» признана лучшей в области страховой защиты и риск-менеджмента по оценке авторитетного международного издания «Business Insurance». По мнению издания, андеррайтеры западного рынка перестрахования считают подход ОАО «ЛУКОЙЛ» к риск-менеджменту и организации страховой защиты образцовым и рекомендуют его другим энергетическим компаниям.

Компания вывела на рынок новые бренды автомобильного топлива премиум-класса «ЭКТО Plus» (октановое число 95) и «ЭКТО Sport» (октановое число 98). Многофункциональный пакет присадок в новых бензинах обеспечивает увеличение мощности двигателя и снижает потребление топлива, а также способствует уменьшению износа двигателя и сокращению выбросов CO₂. Высокое качество и улучшенные эксплуатационные свойства «ЭКТО Plus» и «ЭКТО



Компания вывела на рынок новые бренды топлива «ЭКТО Plus» и «ЭКТО Sport»

Sport» подтверждены испытаниями, проведенными в Великобритании в независимом испытательном центре Tickford Power Train Test.

Ноябрь

ОАО «ЛУКОЙЛ» ввело в эксплуатацию новую установку серноокислотного алкилирования (СКА) мощностью 300 тыс. т/год на НПЗ в Бургасе (Болгария). Пуск новой установки позволит полностью вывести из эксплуатации имеющуюся на НПЗ технологически устаревшую установку СКА мощностью 215 тыс. т/год. Инвестиции в новый производственный объект составили более 90 млн долл. Установка спроектирована с использованием передовых технологий, что позволяет существенно увеличить показатель октанового числа алкилата и повысить качество производимых автобензинов, а также снизить уровень загрязнения атмосферы и уменьшить потребление энергоресурсов, материалов и реагентов, необходимых для производства.

Группа «ЛУКОЙЛ» разместила два транша еврооблигаций на общую сумму в 1,5 млрд долл. Первый транш – на 900 млн долл. под 6,375% годовых со сроком погашения в 2014 году; второй – на 600 млн долл. под 7,250% годовых со сроком погашения в 2019 году. Средства, полученные в результате размещения, были использованы на общекорпоративные нужды Компании, включая погашение существующей задолженности.

Компания заняла 8-е место среди нефтегазовых компаний Европы, Ближнего Востока и Африки и 12-е – среди мировых нефтегазовых лидеров в рейтинге Американского энергетического агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира 2009 года». Компании оценивались по четырем основным показателям – величине активов, выручке, прибыли и доходности на вложенный капитал. В аналогичном рейтинге Platts 2008 года ЛУКОЙЛ занимал соответственно 8-е и 11-е места, в 2007 году – 6-е и 11-е, в 2006 году – 6-е и 15-е.

ОАО «ЛУКОЙЛ» стало победителем ежегодного конкурса годовых отчетов, организованного фондовой биржей РТС. Компания победила сразу в трех номинациях – «Лучшее представление инвестиционной привлекательности компании в годовом отчете», «Лучший годовой отчет Центрального федерального округа» и «Лучшее раскрытие информации в годовом отчете компаниями с капитализацией более 100 млрд руб.». В конкурсе приняли участие 125 компаний, представляющих почти все сектора экономики. ЛУКОЙЛ стал также победителем Ежегодного федерального конкурса годовых отчетов и интернет-сайтов, организованного журналом «Рынок ценных бумаг» и Фондовой биржей «ММВБ», в номинациях «Лучший уровень раскрытия информации для инвесторов на сайте компании» и «Лучший уровень раскрытия информации в годовом отчете на английском языке».

ОАО «ЛУКОЙЛ» стало победителем в номинации «Потребителям России – нефтепродукты высокого качества» по итогам исследования розничного рынка РФ в 2008 году, проведенного компанией «ИнфоТЭК-Консалт». Компания награждена за большой вклад в повышение качества российских нефтепродуктов.

Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердил Программу стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2010–2019 годы. Среди ее приоритетных целей и задач – обеспечение устойчивого роста свободного денежного потока; обеспечение роста добычи углеводородов; полная компенсация добычи приростом запасов при затратах ниже конкурентного уровня; географическая диверсификация добычи углеводородов. Основными инструментами реализации поставленных задач должны стать повышение производительности труда, рост энергоэффективности, безусловная дисциплина капиталовложений, упрощение организационной структуры, выведение за пределы Компании непрофильных видов деятельности.

Декабрь

Группа «ЛУКОЙЛ» завершила сделку по выкупу у дочерней компании BP 46% участия в совместном предприятии LUKARCO B.V., разрабатывающем Тенгизское и Королевское месторождения в Казахстане. В результате приобретения Группа стала владельцем 100% акций LUKARCO B.V. Общая сумма сделки составила 1,6 млрд долл. Первый платеж в сумме 300 млн долл. был уплачен в декабре 2009 года, оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее двух лет после приобретения. В результате этого приобретения доказанные запасы Компании увеличились на 102 млн барр. нефти и 130 млрд фут³ газа, прирост добычи нефти составил более 13 тыс. барр./сут.

Консорциум в составе группы «ЛУКОЙЛ» и норвежской компании Statoil стал победителем тендера на право освоения месторождения Западная



ЛУКОЙЛ и Statoil стали победителями тендера на право освоения месторождения Западная Курна-2 в Ираке

Курна-2 в Ираке. ЛУКОЙЛ и Statoil представили наилучшие тендерные предложения: вознаграждение за каждый баррель, добытый сверх установленного уровня, в размере 1,15 долл. при уровне добычи 1,8 млн барр./сут. В соответствии с условиями тендера 25% участия в консорциуме должно быть передано иракской государственной компании и, таким образом, доля ОАО «ЛУКОЙЛ» составит 56,25%, доля Statoil – 18,75%. Извлекаемые запасы нефти месторождения оцениваются в 13 млрд барр.

Группа «ЛУКОЙЛ» начала эксплуатационное бурение на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. Компания начала морские операции по обустройству месторождения в апреле 2009 года (буксировка из Астрахани опорного блока ледостойкой стационарной платформы). В мае на опорный блок было установлено жилое строение. В августе была завершена установка точечного причала, предназначенного для загрузки нефти из подводного трубопровода в плавучее нефтехранилище и на танкеры-челноки. В сентябре на месторождении было установлено плавучее нефтехранилище, предназначенное для загрузки танкеров-челноков и транспортировки добытой нефти. Сооружена морская ледостойкая стационарная платформа с буровым комплексом для бурения скважин с максимальной длиной по стволу до 7 400 м. Всего на месторождении будет пробурено 33 добывающие скважины, 3 водонагнетательные и 1 газонагнетательная. Первая нефть на месторождении получена во втором квартале 2010 года. Максимальный уровень добычи нефти составит 2,5 млн т/год, газа – 1 млрд м³/год. Запасы углеводородов по категориям ЗР на месторождении оцениваются в 274 млн барр. н. э.



Месторождение им. Ю. Корчагина в Каспийском море

ОАО «ЛУКОЙЛ» разместило биржевые облигации общим объемом 10 млрд руб. (более 300 млн долл.). Срок обращения облигаций составляет 1 092 дня, купонный период – 182 дня, процентная ставка купона – 9,20% годовых. В период сбора заявок были получены 52 оферты инвесторов со ставкой купона в диапазоне от 9 до 9,70% годовых, общий объем спроса превысил 17 млрд руб. (более 500 млн долл.).



ЛУКОЙЛ

Отчет о деятельности 2009

Разведка и добыча нефти и газа

Стратегия

Создание потенциала для долгосрочного роста Компании путем воспроизводства минерально-сырьевой базы в традиционных регионах деятельности и ускоренного развития новых регионов добычи в России и за ее пределами.

Повышение эффективности геолого-разведочных работ за счет тщательного отбора проектов и применения современных технологий.

Обеспечение в среднесрочной перспективе стабильного прироста добычи углеводородов.

Улучшение производственных показателей и эффективный контроль над расходами на добычу за счет применения современных технологий, оптимизации фонда скважин и систем разработки месторождений.

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



В 2009 году ОАО «ЛУКОЙЛ» продолжило концентрировать свои усилия на эффективном развитии бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» и добилось существенных результатов.

Нам удалось значительно повысить уровень среднесуточной добычи нефти (на 2,7%), в первую очередь благодаря активной разработке Южно-Хыльчуйского месторождения. В целом добыча углеводородов составила 2,212 млн барр. н. э./сут. Компания продемонстрировала хорошую финансовую дисциплину. В рамках проведения антикризисной программы нам удалось сократить капиталовложения в бизнес-сегмент по сравнению с 2008 годом более чем на 40%, до 4 687 млн долл. Были снижены и операционные затраты: удельные расходы на добычу углеводородов упали на 14%, до 3,56 долл./барр. н. э.

Благодаря усилиям Компании по оптимизации деятельности чистая прибыль в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составила 5 456 млн долл.

Важнейшим событием 2009 года стало получение права на разработку месторождения Западная Курна-2 в Ираке, за которое мы боролись на протяжении нескольких лет. Этот проект является стратегическим для Компании и способствует росту ее акционерной стоимости.

Ценовая конъюнктура и налоговое окружение

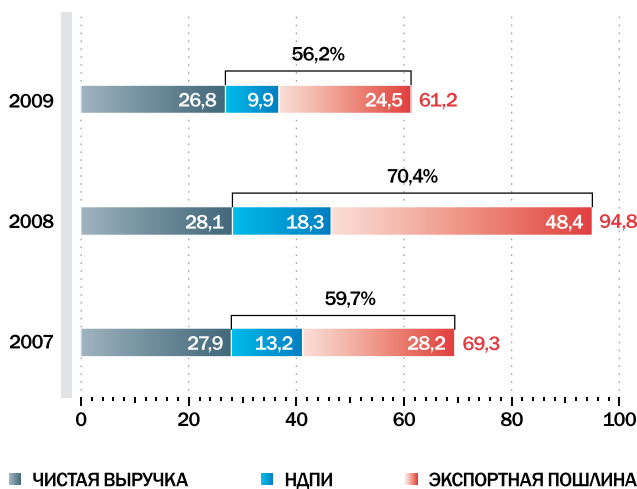
Рынок нефти

В январе–апреле 2009 года цена на нефть колебалась в пределах 40–50 долл./барр. после падения до менее чем 35 долл./барр. в конце 2008 года. Основными поддерживающими факторами являлись скоординированные действия ОПЕК по снижению добычи, газовый конфликт между Россией и Украиной, военная операция Израиля в секторе Газа. Негативно на котировках нефти сказывались высокие коммерческие запасы по всему миру, низкий спрос и опасения дальнейшего ухудшения экономической ситуации. С мая цены на нефть начали

существенно расти, получив поддержку обнадеживающих экономических данных. Так, коммерческие запасы нефти в США, достигнув пика в апреле, начали снижаться. Меры по стимулированию экономик, предпринятые рядом развитых и развивающихся стран, начали давать результаты (США, Китай), и темпы экономического спада начали замедляться. На фоне оптимистичных настроений инвесторы начали переходить из долларовых активов в более рискованные, что привело к снижению стоимости американской валюты. Это способствовало также номинальному укреплению цен на нефть. В результате до конца 2009 года котировки нефти находились в диапазоне 60–80 долл./барр. Рост цен всякий раз сдерживался неуверенностью участников рынка в скором восстановлении мировой экономики и усилении спроса на энергоносители. Однако и падение не бывало долгим, поскольку ОПЕК прилагала усилия по сдерживанию роста добычи. Поддержку рынку оказывал и рост макроэкономических показателей, в первую очередь, в Китае.

В целом в 2009 году средняя цена на нефть сорта Brent была на 36,6% ниже по сравнению с 2008 годом и составила 61,7 долл./барр.

В 2009 году около 94% добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» пришлось на Россию, поэтому непосредственное влияние на финансовые результаты Компании оказывала цена на российскую экспортную смесь Юралс. Ввиду отсутствия банка качества в системе ОАО «АК «Транснефть» нефть любого качества, поставляемая через эту систему, реализуется по цене нефти сорта Юралс, которая в результате и является основным сырьевым экспортным товаром Компании. В обход системы ОАО «АК «Транснефть» в 2009 году ЛУКОЙЛ экспортировал более 20% нефти по сравнению с 8% в 2008 году. Рост доли поставок альтернативными видами транспорта объясняется активной разработкой

**СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ РОССИЙСКОГО
ЭКСПОРТЕРА НЕФТИ, ДОЛЛ./БАРР.**

61,2 ЦЕНА НЕФТИ СОРТА ЮРАЛС

Южно-Хыльчужского месторождения в Тимано-Печоре, нефть с которого поставляется через Варандейский терминал, введенный Компанией в эксплуатацию в 2008 году. Эти поставки оценивались в соответствии с фактическим качеством поставляемой нефти с премией к цене Юралс.

Цена нефти сорта Юралс снизилась на 35,5% по сравнению с 2008 годом и в среднем за год составила 61,2 долл./барр. Средний ценовой дифференциал между сортами Юралс и Brent составил в 2009 году 0,5 долл./барр. по сравнению с 2,5 долл./барр. годом ранее. Столь резкое укрепление позиции Юралс на мировом рынке объясняется существенным сокращением добычи конкурирующих сортов нефти странами ОПЕК. Нехватка среднетяжелых сернистых сортов заставила переработчиков конкурировать за партии сырья. Снижение дифференциала связано также с адаптацией мировой нефтеперерабатывающей промышленности к новому уровню спроса на нефтепродукты (происходит выравнивание спроса на тяжелые и легкие сорта нефти) и с ростом прибыльности производства мазута. Сокращение дифференциала между сортами является позитивным фактором для Компании и позволяет получать существенную дополнительную выручку.

Для объективной оценки рыночной конъюнктуры, в условиях которой Компания работала в 2009 году, необходимо учитывать налоговую нагрузку на российского экспортёра нефти и ее изменение по сравнению с 2008 годом.

При добыче нефти на территории России Компания уплачивает налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). В результате снижения цен, а также принятых Правительством РФ в 2008 году шагов по сокращению ставки расходы по НДПИ по нефти (в долларовом выражении) снизились в 2009 году на 45,8%, а средняя ставка налога за год составила 9,9 долл./барр.

При экспорте нефти из России Компания уплачивает экспортную пошлину, которая рассчитывается по прогрессивной шкале на основе цен на нефть сорта Юралс. Снижение экспортной пошлины на нефть в 2009 году составило 49,3%, средняя ставка экспортной пошлины за год – 24,5 долл./барр. Необходимо отметить, что в результате изменения Правительством РФ порядка расчета экспортных пошлин в конце 2008 года (был сокращен временной лаг при расчете пошлин) механизм определения экспортной пошлины стал более эффективным и актуальным.

Очищенная от налогов цена на нефть сорта Юралс (цена на международном рынке за вычетом экспортной пошлины и НДС) для российского экспортёра составила в 2009 году 26,8 долл./барр. Доля НДС и экспортной пошлины в среднегодовой цене на нефть составила 56,2%, что примерно соответствует среднему значению за последние пять лет.

По международным проектам ЛУКОЙЛ уплачивает налоги в соответствии с соглашениями о разделе продукции (СРП), концессионными соглашениями, а также текущим законодательством соответствующих стран. В Египте, например, в соответствии с концессионным соглашением Компания освобождается от уплаты всех налогов, пошлин и сборов, за исключением налога на прибыль и налогов на персонал. При этом обязательство по уплате налога на прибыль за Компанию лежит на государственной нефтяной компании Египта за счет доли продукции, причитающейся ей при разделе. Ставка налога является прогрессивной и зависит от цены на нефть. С 1 января 2009 года в Республике Казахстан вступили в силу положения нового Налогового кодекса, которым предусмотрен ряд значительных изменений, применимых к проектам Компании. В соответствии с данными изменениями налоги уплачиваются в соответствии с текущим законодательством (без возможности стабилизации налогового режима на дату вступления в силу законодательства), предусматривающим, в частности, уплату налога на прибыль, налога на сверхприбыль, налога на добычу полезных ископаемых и рентного налога по прогрессивной шкале. По проектам, регулируемым соглашениями о разделе продукции, налоги продолжают уплачиваться в соответствии с условиями данных соглашений. В связи с указанными изменениями в порядке налогообложения проектов Компании и падением цен на нефть в 2009 году налоговые выплаты по международным проектам также сократились.

Рынок газа

Основной объем газа Компания добывает на территории России, по проектам Кандым – Хаузак – Шады в Узбекистане, Карачаганак в Казахстане, Шах-Дениз в Азербайджане.

Товарный газ, добытый на территории России, реализуется компании «Газпром» и непосредственно российским потребителям. Компания не имеет возможности экспортировать добываемый газ, так как монополия на экспорт и газотранспортная система принадлежат ОАО «Газпром». В 2009 году ОАО «Газпром» существенно сократило закупки у независимых производителей в России в результате снижения мирового спроса на газ. Поэтому добыча товарного газа Компанией в России была сокращена на 16,9%. К концу года наметилось некоторое оживление спроса, что привело к росту добычи.

На рынке природного газа в России ценовая конъюнктура была довольно благоприятной. Несмотря на резкое падение цен на нефть, внутренние цены на газ остались неизменными в соответствии со стратегией государства. Так, средневзвешенная цена реализации газа в адрес компании «Газпром» и прочих покупателей составляла, как и годом ранее, 1 152 руб./ 1 000 м³. Однако, естественно, в долларовом выражении цена на газ на внутреннем рынке сократилась.

При добыче природного газа в России Компания уплачивает налог на добычу газа. По сравнению с 2008 годом ставка налога не изменилась и осталась на уровне 147 руб./1 000 м³.

Добыча товарного газа по международным проектам выросла на 1%. Более 50% добытого газа было получено на промысле Хаузак-Шады в Узбекистане. Газ, добываемый на этом промысле, реализуется по официальной цене, фиксируемой в соглашениях между Россией и Узбекистаном. В 2009 году цена реализации газа с этого проекта превышала 190 долл./1 000 м³. В соответствии с соглашением по добытой продукции уплачивается роялти по ставке 30%. Кроме того, по налогу на прибыль группе «ЛУКОЙЛ» предоставлены налоговые каникулы на семь лет после начала добычи, по истечении которых налог на прибыль будет уплачиваться также по льготной ставке. Доля государства в прибыльной продукции варьируется в зависимости от внутренней нормы доходности проекта для группы «ЛУКОЙЛ», то есть фактическая шкала налогообложения является прогрессивной.

Природный газ, добытый по проекту Карачаганак в Казахстане, поставляется на Оренбургский ГПЗ. Налогообложение по этому проекту осуществляется в соответствии с условиями СРП (см. раздел «Ценовая конъюнктура и налоговое окружение. Рынок нефти» на стр. 18).

Газ, добываемый на месторождении Шах-Дениз, поставляется на внутренний рынок Азербайджана и по Южно-Кавказскому трубопроводу в Грузию и Турцию, где реализуется по рыночным ценам. В Азербайджане в соответствии с условиями СРП

ЛУКОЙЛ освобожден от уплаты налогов в денежной форме на добычу и экспорт газа. Из значимых налогов Компания платит только налог на прибыль по фиксированной ставке (налог удерживается в виде доли в продукции).

Инфляция и валютный курс

Группа «ЛУКОЙЛ» добывает большую часть углеводородов на территории России, и соответственно значительная часть затрат Компании производится в рублях. Поэтому номинальное и реальное (с учетом инфляции) изменение курса рубля к доллару США ведет к изменению издержек Компании в долларовом выражении. Так, в 2009 году реальное ослабление рубля к доллару составило 12,4%. Это стало одним из основных факторов снижения удельных расходов на добычу углеводородов на территории России: они были сокращены с 4,11 до 3,53 долл./барр. н. э., или на 14,1%, превысив темпы ослабления национальной валюты. Таким образом, благодаря оптимизации добычи, работе с поставщиками и подрядчиками и применению современных технологий Компании удалось добиться качественного снижения затрат.

В 2009 году реальное ослабление рубля наряду с антикризисной программой сокращения издержек стало одним из основных факторов снижения и капитальных затрат в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» на территории России, которые упали на 42,5%.

В результате роста масштабов деятельности Компании за рубежом капитальные затраты в рамках международных проектов снизились меньше, чем в России – на 28,3%. ЛУКОЙЛ успешно сокращал и удельные расходы на добычу углеводородов, которые снизились за год на 7,6%.

Удельные расходы на добычу в среднем по Группе снизились в 2009 году на 13,6%, или с 4,12 до 3,56 долл./барр. н. э. Капитальные затраты в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» снизились на 40,6%, до 4,687 млрд долл.

В 2009 году Компания придерживалась строгой финансовой дисциплины, проводила активную работу с поставщиками и подрядчиками, что вместе с ослаблением национальной валюты позволило существенно снизить расходы в долларовом выражении.



Приобретение активов

Компания продолжала динамично наращивать ресурсный потенциал и добывающие мощности путем приобретения высокоэффективных активов. Затраты на реструктуризацию и приобретение новых активов в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» составили 544 млн долл. в 2009 году.

Крупнейшим приобретением Группы стал выкуп у дочерней компании BP 46%-й доли участия в совместном предприятии LUKARCO B.V. Таким образом, группе «ЛУКОЙЛ» теперь принадлежат 100% акций LUKARCO B.V. Общая сумма сделки составила 1,6 млрд долл., которые будут выплачены в течение последующих двух лет (первый транш в 300 млн долл. был выплачен в декабре 2009 года).

LUKARCO B.V. принадлежит 5% в совместном предприятии «Тенгизшевройл», разрабатывающем Тенгизское и Королевское месторождения в Казахстане. В результате сделки доказанные запасы Группы увеличились на 102 млн барр. нефти и 130 млрд фут³ газа, прирост добычи нефти составил более 13 тыс. барр./сут.

LUKARCO B.V. владеет также 12,5%-й долей в Каспийском трубопроводном консорциуме (КТК), который обеспечивает транспортировку нефти казахстанских и российских месторождений до терминала в Новороссийске. В настоящее время механическая пропускная способность КТК составляет 28,2 млн т/год, а в перспективе будет увеличена до 67 млн т/год.

Эта сделка крайне важна для Компании, так как консолидация активов LUKARCO B.V. укрепила ее позиции в стратегически важном Прикаспийском регионе.

В 2009 году консорциум в составе Группы и норвежской компании Statoil стал победителем тенде-

ра на право освоения крупнейшего месторождения Западная Курна-2 в Ираке. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 13 млрд барр. нефти (см. подробнее на стр. 40).

Оптимизация корпоративной структуры и консолидация

В 2009 году ЛУКОЙЛ продолжил оптимизацию корпоративной структуры, направленную на повышение эффективности управления деятельностью обществ и сокращение административных расходов.

Так, в отчетном году Группа консолидировала 100%-ю долю в ОАО «РИТЭК» (за год было выкуплено около 25% акций). РИТЭК занимается добычей нефти в европейской части России и Западной Сибири, а также ведет активную научно-инновационную деятельность.

В целях оптимизации организационной структуры ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в рамках вывода непрофильных активов из состава Группы были выведены 10 сервисных обществ, что позволило снизить издержки и численность персонала.

Существенная реструктуризация была проведена в бизнес-секторе «Электроэнергетика». Доля в ОАО «ЮГК ТГК-8» была доведена до 100% (на начало года было 95,53%) путем выкупа акций у миноритарных акционеров, а само общество ОАО «ЮГК ТГК-8» преобразовано из открытого акционерного общества в общество с ограниченной ответственностью. При этом доли, принадлежавшие ранее организациям Группы, были консолидированы в головной компании ОАО «ЛУКОЙЛ».

Лицензирование

В течение 2009 года Компания успешно решала следующие задачи в области недропользования в России: получение новых лицензий на право пользования недрами, переоформление лицензий в связи с реорганизацией дочерних обществ, изменение и дополнение условий пользования недрами, продление действия лицензий на срок полной отработки месторождений и оптимизация лицензионного фонда.

По состоянию на конец 2009 года на балансе обществ группы «ЛУКОЙЛ» находилось 413 лицензий на право пользования недрами, в том числе 337 лицензий с правом разведки и добычи углеводородного сырья, 56 – на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья и 20 – на геологическое изучение, включающее поиск и оценку месторождений полезных ископаемых.

В 2009 году было получено 9 новых лицензий на право пользования недрами. В том числе 4 лицензии – на основании установления факта открытия месторождения и 5 лицензий – по результатам проведения аукционов и конкурсов. Затраты на приобретение лицензий составили 40 млн долл.

В связи с реструктуризацией и оптимизацией корпоративной структуры группы «ЛУКОЙЛ» в 2009 году было переоформлено 6 лицензий на право пользования недрами.

Было зарегистрировано также 33 дополнения к лицензиям с целью продления сроков их действия. Продолжалась работа по внесению изменений и дополнений в действующие лицензион-

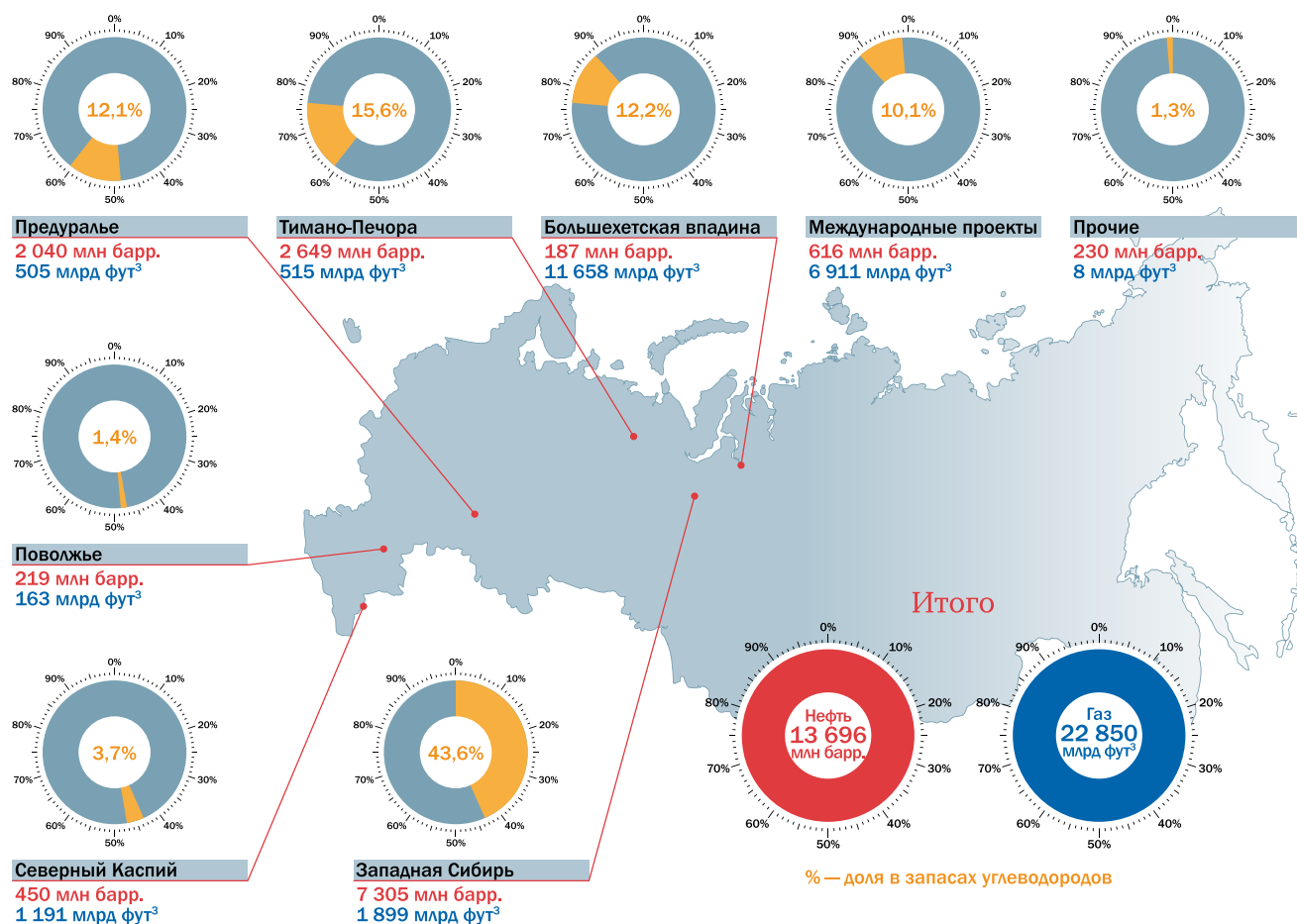
ные соглашения. За это время было оформлено 54 дополнения, касающихся изменения программ геолого-разведочных работ, уточнения границ лицензионных участков, закрепления прав собственности на добываемые полезные ископаемые, уточнения обязательств по обеспечению уровней добычи углеводородов в соответствии с проектными документами и других вопросов.



Запасы нефти и газа

Воспроизводство минерально-сырьевой базы – основа долгосрочного и стабильного развития Компании. Поэтому группа «ЛУКОЙЛ» с целью наращивания запасов проводит активные геолого-разведочные работы в России и за рубежом и ведет постоянный мониторинг новых проектов и активов для приобретения.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО РЕГИОНАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» В 2009 ГОДУ



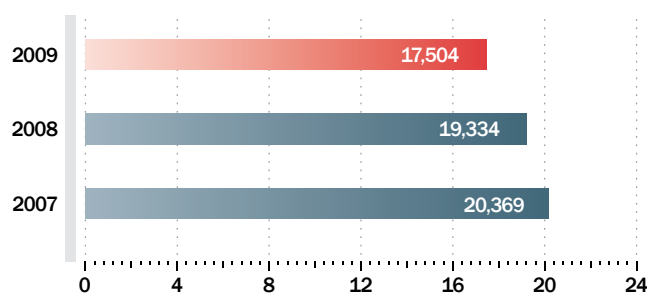


Согласно данным, аудированным компанией Miller and Lents (США), доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2010 года составили 17,504 млрд барр. н. э., в том числе 13,696 млрд барр. нефти и 22,850 трлн фут³ газа.

Оценка выполнялась в соответствии со стандартами Комиссии по ценным бумагам и биржам США (далее SEC). Компания приняла решение перейти к оценке запасов по стандартам SEC для обеспечения большей прозрачности данных по запасам и их сопоставимости с данными конкурентов.

Основная часть доказанных запасов нефти Компании расположена в Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Предуралье. Основная часть доказанных запасов газа расположена в Большехетской впадине,

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, МЛРД БАРР. Н. Э.



Узбекистане и Каспийском регионе. 58% доказанных запасов Компании относятся к категории «разрабатываемые» (в том числе 64% запасов нефти и 34% запасов газа). Такая структура запасов отражает высокий потенциал наращивания добычи Компании в среднесрочной перспективе, и в особенности – добычи газа.

Основная часть доказанных запасов Компании относится к традиционным запасам. Лишь около 4% доказанных запасов углеводородов Группы приходится на высоковязкую нефть и 4% – на шельфовые месторождения. Подобная структура позволяет Компании эффективно контролировать

затраты на разработку запасов и быстро вводить в эксплуатацию новые месторождения.

Оценка проводилась с учетом изменений в планах разработки месторождений в соответствии с Программой стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2010–2019 годы.

Согласно требованиям SEC для признания доказанных неразрабатываемых запасов необходимо наличие утвержденного плана разработки. План должен предусматривать начало разработки данных запасов в течение пяти лет, если определенные обстоятельства не обосновывают более длительный срок начала разработки. С учетом изменения планов разработки и сроков ввода ряда месторождений Группа переклассифицировала 1,8 млрд барр. н. э. из доказанных запасов в запасы низших категорий и в условные ресурсы (в основном были переклассифицированы запасы газа в результате изменения сроков ввода ряда Каспийских проектов). Компания считает, что эти объемы могут быть вновь переведены в доказанные запасы по мере приближения сроков их разработки.

В 2009 году расширение доказанных запасов за счет геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 782 млн барр. н. э., или 95% от годового объема добычи. Из данного объема прирост за счет геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения составил 617 млн барр. н. э., за счет приобретений – 165 млн барр. н. э. Таким образом, органический прирост запасов компенсиро-

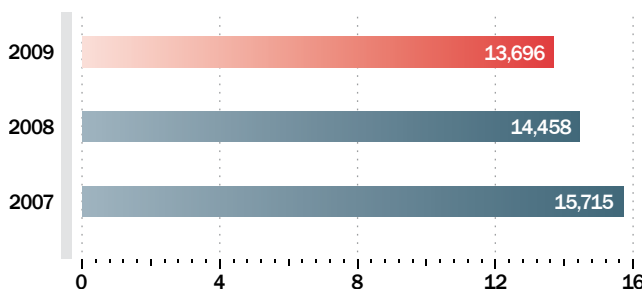
вал 75% добычи углеводородов (в том числе 75% по нефти и 73% по газу). Основной органический прирост доказанных запасов нефти был получен в Западной Сибири (55% от суммарного прироста) и на Каспии (24% от суммарного прироста). По доказанным запасам газа основной органический прирост был получен на Каспии (16% от суммарного прироста) и по международным проектам Кандым – Хаузак – Шады и Шах-Дениз (63% от суммарного прироста).

Основным приобретением в 2009 году является выкуп 46%-й доли участия в компании LUKARCO B.V., которой принадлежит 5% в совместном предприятии «Тенгизшевройл», разрабатывающем Тенгизское и Королевское месторождения в Казахстане. В результате сделки доказанные запасы Компании увеличились на 102 млн барр. нефти и 130 млрд фут³ газа.

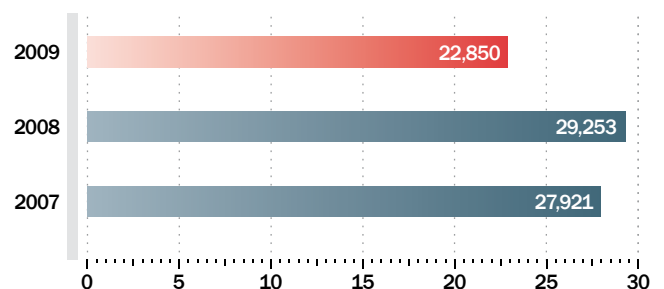
Запасы по месторождению Западная Курна-2 в Ираке не включались в оценку, поскольку контракт по разработке и добыче по данному месторождению был подписан после даты оценки. Компания планирует учесть свою долю в запасах месторождения в ходе следующего подсчета и аудита запасов углеводородов.

Таким образом, по объемам доказанных запасов углеводородов ЛУКОЙЛ продолжает оставаться одним из лидеров среди российских и международных компаний. Обеспеченность текущей добычи углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» доказанными запасами составляет 21 год. По нефти данный показатель равен 19, по газу – 37 годам.

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ,
МЛРД БАРР.



ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА,
ТРЛН ФУТ³



ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

На 1 января 2010 года	Нефть, млн барр.	Газ, млрд фут ³	Углеводороды*, млн барр. н. э.
ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ	13 696	22 850	17 504
в том числе:			
разрабатываемые	8 827	7 795	10 126
неразрабатываемые	4 868	15 055	7 377
ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ	7 293	15 163	9 820
ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ	3 683	8 226	5 054

* Для пересчета кубических футов в баррели использован единый коэффициент: 1 баррель равняется 6 000 кубических футов.

Геолого-разведочные работы

Основная цель проводимых группой «ЛУКОЙЛ» геолого-разведочных работ – восполнение добычи углеводородов запасами промышленных категорий, а также 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 были сконцентрированы в районах Западной Сибири, Пермском крае и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Наиболее крупные поисковые проекты – доразведка Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения, изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности Денисовской впадины в Тимано-Печоре и изучение перспектив нефтегазоносности объектов проекта Рияд (Блок А) в Саудовской Аравии.

В 2009 году для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах Компания выполнила 2 446 км сейсморазведочных работ 2D и 4 548 км² сейсморазведочных работ 3D. За последние годы выросли качество таких работ, быстрота обработки и интерпретации данных. Это связано в первую очередь с внедрением новейших информационных технологий. Благодаря высокому качеству сейсморазведки успешность разведочного бурения в среднем по Группе стабильно превышает 70%.

Объем электроразведки составил 2 267 км. Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 9 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2009 году составила 79,6 тыс. м, причем эффективность разведочных работ существенно возросла –

с 929 до 1 612 т у. т. на метр проходки в бурении. За год закончены строительством 33 поисково-разведочных скважины, из них продуктивных – 24. Успешность поисково-разведочного бурения составила 73%.

В 2009 году были открыты 1 новое месторождение (Тимеровское в Татарстане) и 17 залежей нефти на ранее открытых месторождениях.

Увеличение доказанных запасов по международным стандартам в результате геолого-разведочных работ и получения дополнительной информации при осуществлении эксплуатационного бурения составило 617 млн барр. н. э. Основной прирост запасов жидких углеводородов в результате геолого-разведочных работ был получен в Западной Сибири. Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2009 году составили 394 млн долл.

Россия

В 2009 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 62,9 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D – 2 325 км, объем сейсморазведочных работ 3D – 2 375 км². Затраты на геологоразведку составили 172 млн долл.

Западная Сибирь

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра

Ханты-Мансийский автономный округ-Югра является основным регионом нефтедобычи группы «ЛУКОЙЛ».

ОСНОВНЫЕ РЕГИОНЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ КОМПАНИИ



Проведение здесь геолого-разведочных работ направлено прежде всего на воспроизводство сырьевой базы для обеспечения текущей добычи Группы. Несмотря на высокий уровень разведанности запасов, геолого-разведочные работы в этом регионе отличаются высокой эффективностью и результативностью.

В 2009 году проходка в разведочном бурении составила 29,4 тыс. м. Закончено строительство 17 скважин, из них 11 продуктивных. Коэффициент успешности разведочного бурения составил 65%. Важнейшей задачей, которая решалась в отчетном периоде, было изучение нефтегазоносности неокомских, ачимовских и юрских отложений в пределах выявленных объектов. Объем сейморазведочных работ 2D в регионе составил 503 км, сейморазведочных работ 3D – 1 577 км². Основные объемы работ проводились в периферийных частях крупных месторождений, с которыми связаны перспективы уточнения контуров нефтегазоносности и прогноз нефтенасыщенных толщин для постановки эксплуатационного бурения. На территории региона в 2009 году было открыто 12 новых залежей на ранее открытых месторождениях. Основной прирост запасов нефти получен на Урьевском, Восточно-Перевальном, Мортымья-Тетеревском, Тевлинско-Русскинском, Кочевском, Ключевом, Покачевском месторождениях в результате проведения сейморазведочных работ 3D и разведочного бурения. Доказанные запасы углеводородов Компании в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре по стандартам SEC составили

7,5 млрд барр. н. э. На ряде месторождений были получены значительные притоки нефти.

При испытании скважины на Северо-Покамасовском месторождении получен фонтанный приток нефти дебитом 1,2 тыс. барр./сут. Доказанные запасы нефти на месторождении увеличены на 2,7 млн барр.

На Потанай-Картопьянском лицензионном участке при испытании скважины, пробуренной в северо-западной части участка, из отложений тюменской свиты получен приток нефти дебитом 0,4 тыс. барр./сут. На Южно-Винтойском месторождении при испытании скважины получен приток нефти дебитом 0,3 тыс. барр./сут. На Грибном месторождении была пробурена скважина с целью доразведки восточной части месторождения. При ее испытании получен приток нефти дебитом 0,4 тыс. барр./сут. На Восточно-Перевальном месторождении при испытании ачимовских отложений получен фонтанирующий приток нефти дебитом 0,7 тыс. барр./сут. На том же лицензионном участке была пробурена наклонно-направленная разведочная скважина, при испытании которой получен фонтанирующий приток нефти из ачимовских отложений дебитом 0,3 тыс. барр./сут.

Кроме того, проводились работы по расконсервации, переиспытанию и интенсификации притока из ранее пробуренных поисковых и разведочных скважин на Большом и Ольховском участках. Получены притоки нефти дебитами около 0,1 тыс. барр./сут.

Ямало-Ненецкий автономный округ

В Ямало-Ненецком автономном округе в рамках программы ускоренного роста добычи газа ЛУКОЙЛ занимается освоением запасов Большехетской впадины, а также Северо-Губкинского, Присклонового, Южно-Тарасовского нефтегазоконденсатных месторождений и Урабор-Яхинского и Ванско-Намысского участков.

Компания продолжала работы по испытанию пробуренной в 2008 году скважины на Хальмерпаютинском месторождении. При испытании получен приток газоконденсата. Дебит газа сепарации составил 131 тыс. м³/сут и стабильного конденсата – 0,1 тыс. барр./сут. Продолжались работы по испытанию скважины на Северо-Хальмерпаютинском месторождении, в результате которых был получен приток газоконденсатной смеси, в том числе 324 тыс. м³/сут газа и 0,1 тыс. барр./сут конденсата.

По состоянию на конец 2009 года доказанные запасы газа на месторождениях Компании в Большехетской впадине составили 11,7 трлн фут³ (более 50% от доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ»).

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 2009 году Компания уделяла большое внимание геолого-разведочным работам в этом регионе. Для уточнения геологических моделей залежей были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 1 349 км и сейсморазведочные работы 3D в объеме 391 км². Объем разведочного бурения составил 9,8 тыс. м. Основной прирост запасов нефти с учетом добычи получен на Баяндыском и Ошском месторождениях.

В Республике Коми Компания проводила геолого-разведочные работы в Денисовской и Хорейверской впадинах, а также на Колвинском валу. Закончены строительством 2 скважины, обе продуктивные. Успешность бурения составила 100%.

Сейсморазведочные работы 2D выполнены в объеме 999 км на Южно-Хорейверском и Северо-Денисовском участках, 3D – в объеме 391 км² на Восточно-Баяндыской и Восточно-Ламбейшорской площадях.

Поисково-разведочное бурение выполнено в объеме 10 тыс. м. Продолжалось бурение поисковой скважины на Баяндыском месторождении. Скважиной вскрыты рифогенные отложения верхнего девона, при опробовании которых в процессе бурения получены притоки нефти дебитами до 0,4 тыс. барр./сут. Доказанные запасы нефти на месторождении с учетом добычи увеличены на 15%.

Прирост запасов нефти с учетом добычи составил 6,4% в результате успешных сейсморазведочных работ 3D и разведочного бурения.

В Ненецком автономном округе на Ошском месторождении завершено испытание поисковой скважины, получен приток нефти дебитом

1,1 тыс. барр./сут. Доказанные запасы нефти на месторождении с учетом добычи увеличены на 35,1%.

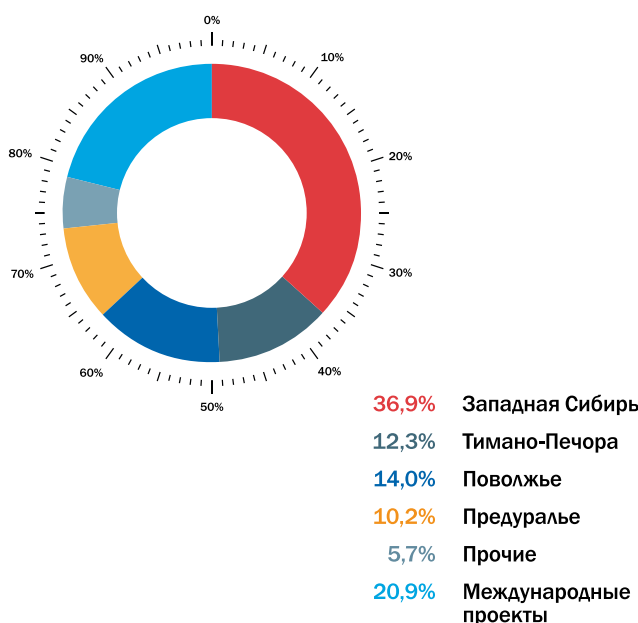
В рамках деятельности ООО «Нарьянмар-нефтегаз» (совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips) выполнено 350 км сейсморазведочных работ 2D в пределах Восточно-Перевозной площади в районе Хайпудырской губы.

Предуралье

Для Компании Предуралье является традиционным регионом добычи, который характеризуется высокой степенью разведанности запасов. Для решения основных геологических задач в 2009 году в регионе было отработано 158 км² сейсмопрофилей 3D, из них 77 км² – на Волимской площади, запроектированных для получения данных о наличии залежей углеводородов на Урцевской и Семисосинской структурах, а также для уточнения местоположения оценочных скважин на Мальцевском месторождении. Завершение работ намечено на 2010 год. Проходка в разведочном бурении составила 8 тыс. м. Работы по разведочному бурению с целью открытия новых месторождений и обеспечения прироста запасов нефти проводились в основном вблизи объектов с установленной промышленной нефтеносностью.

Закончены строительством 3 скважины, все продуктивные. В результате опробования тульских, бобриковских и фаменских отложений получены промышленные притоки нефти дебитами около 0,1–0,2 тыс. барр./сут. Открыто 4 залежи на ранее открытых месторождениях (Моховском, Винниковском и Габышевском). Суммарный прирост запасов в регионе с учетом добычи составил 2,4%.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ (2009)



Поволжье (суша)

Поволжье также является традиционным регионом добычи углеводородов для группы «ЛУКОЙЛ». Этот регион хорошо изучен с геологической точки зрения. В 2009 году здесь (в **Волгоградской и Астраханской областях**) было выполнено 170 км сейсморазведочных работ 2D на Потемкинском, Березовском и Журавском лицензионных участках. Результаты будут использованы при планировании дальнейших поисковых работ. Проходка в разведочном бурении составила 9,4 тыс. м.

В 2009 году проводилось разведочное бурение на Степном месторождении, где была закончена строительством начатая в 2008 году скважина с забоем 3 300 м в отложениях мосоловского горизонта. Результатами испытания в процессе бурения подтверждено прогнозируемое распространение нефтяной залежи верхнего песчаного пласта пашийского горизонта в северо-восточном направлении. Получен приток нефти дебитом 0,1 тыс. барр./сут, открыта залежь нефти в отложениях воробьевского горизонта.

В Астраханской области на Пойменном лицензионном участке закончена бурением (71 м) и испытанием разведочная скважина №2 Центрально-Астраханская, пробуренная до забоя 4 390 м с целью уточнения строения Центрально-Астраханского месторождения и перевода запасов в промышленные категории. При испытании интервала 4 248–4 282,5 м получено 210 тыс. м³/сут газа. В настоящее время проводится оценка запасов. Запасы Центрально-Астраханского месторождения по категориям «вероятные» и «возможные» по состоянию на начало 2010 года оценивались в 10,2 трлн фут³ газа и 1,2 млрд барр. конден-

сата, что сопоставимо с запасами такого месторождения, как Карачаганак в Казахстане. Газ Центрально-Астраханского месторождения отличается очень высоким содержанием сероводорода. Однако современные технологии позволяют решать эту проблему, о чем свидетельствует опыт ОАО «Газпром» в области разработки Астраханского месторождения, расположенного рядом с Центрально-Астраханским.

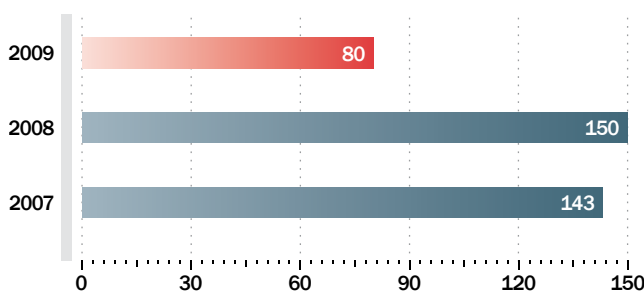
В **Республике Татарстан** в центральной части Нижнекамского водохранилища на Мензелинском лицензионном участке открыто Тимеровское месторождение нефти. При испытании карбонатных отложений турнейско-фаменского комплекса получен промышленный приток нефти дебитом до 1,1 тыс. барр./сут. По оперативному подсчету извлекаемые запасы нефти категории С1 составили 3 млн т (по российской классификации). В Татарстане были выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме 260 км с целью уточнения геологического строения участков, выявления и подготовки объектов под глубокое бурение.

Северный Каспий

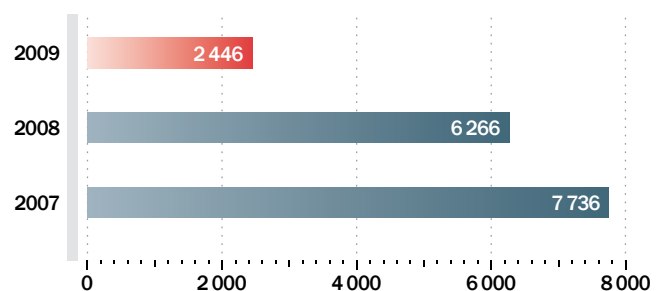
Северный Каспий является для группы «ЛУКОЙЛ» одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа в среднесрочной перспективе. Компания уделяет особое внимание развитию ресурсного потенциала этого региона.

На месторождении им. В. Филановского закончена строительством поисково-оценочная скважина 5 Ракушечная с забоем 1 650 м в отложениях средней юры. В результате испытания неоккомских отложений получен фонтанный приток

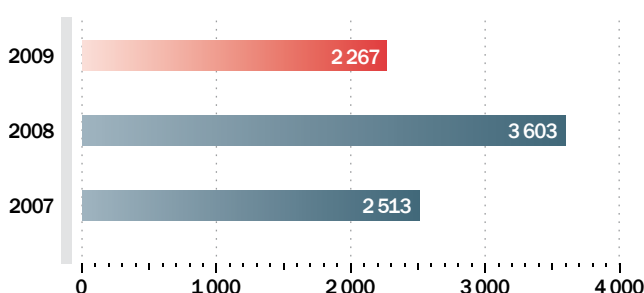
ПРОХОДКА В РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ, ТЫС. М



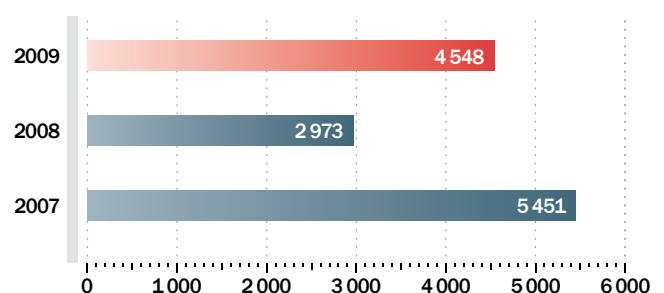
СЕЙМОРАЗВЕДКА 2D, КМ



ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА, КМ



СЕЙМОРАЗВЕДКА 3D, КМ²



безводной нефти с максимальным дебитом нефти 0,6 тыс. барр./сут. Скважина 5 Ракушечная подтвердила структурный план залежей, а также определила положение водонефтяного контакта залежей аптских и неокомских отложений. Оценка запасов углеводородов выполняется в настоящее время.

В рамках деятельности ООО «Каспийская нефтяная компания», в которой организации группы «ЛУКОЙЛ» принадлежит 49,89% (49,89% у дочернего общества ОАО «НК «Роснефть», оставшаяся доля у ОАО «Газпром»), на Западно-Ракушечном месторождении, открытом в 2008 году, завершены сейсморазведочные работы 3D. Общий объем выполненных за два года работ составил 106 км², из них доля Компании в 2009 году – 21 км². В рамках подготовки к поисковому бурению в 2010 году на структуре Укатная проведена закупка оборудования и завершаются работы по проектированию и получению разрешений на бурение скважины.

В рамках деятельности ООО «ЦентрКаспнефтегаз», доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в котором составляет 50% (50% принадлежит ОАО «Газпром»), на месторождении Центральное завершены начатые в 2008 году сейсморазведочные работы 3D совокупным объемом 567 км². Доля Компании в 2009 году составила 228 км². Материалы находятся в обработке. В соответствии с Соглашением между Россией и Казахстаном о разграничении дна северной части Каспийского моря в целях осуществления суверенных прав на недропользование и Протоколом к нему Российская Федерация осуществляет суверенные права на недропользование на структуре Центральная, а в случае обнаружения коммерческих запасов ее разработка будет вестись Россией и Казахстаном на паритетной основе.

Азовское море

В рамках деятельности ООО «НК «Приазовнефть», в котором доля организации группы «ЛУКОЙЛ» составляет 42,5% (42,5% у дочернего общества ОАО «НК «Роснефть» и 15% – у Фонда государственного имущества Краснодарского края), были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 42 км (доля Группы). В 2007 году ООО «НК «Приазовнефть» открыло месторождение Новое в акватории Азовского моря, впервые подтвердив высокие перспективы его шельфа. Состоялось совместное

с ОАО «НК «Роснефть» геолого-техническое совещание по рассмотрению результатов проведенных работ. В результате обсуждения принято решение о проведении дополнительных геолого-разведочных работ по изучению центральной части лицензионного участка. Установлена перспективность структуры Тиздар-море, планируется выполнить технико-экономическое обоснование целесообразности освоения, по результатам которого будет представлена программа доизучения структуры.

Калининградская область

В 2009 году Компания проводила геолого-разведочные работы как на суше Калининградской области, так и на шельфе Балтийского моря.

На Северном лицензионном участке закончена бурением поисковая скважина при глубине забоя 2 217 м (в 2009 году было пробурено 7 м) в отложениях среднего кембрия. По результатам бурения скважины нефтеносные пласты отсутствуют, скважина ликвидирована.

Компания провела также переинтерпретацию сейсморазведочных работ 3D по Кравцовскому и Дружбинскому месторождениям.

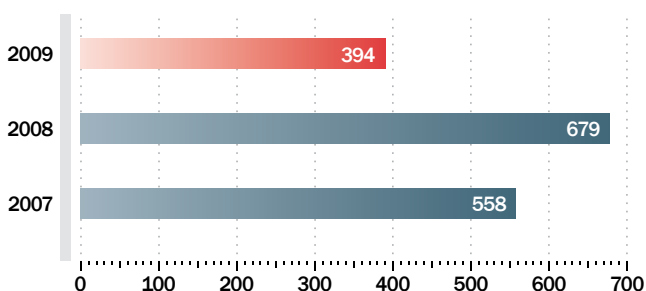
Международные проекты

В рамках стратегии интенсивного развития международной деятельности в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» основной задачей геолого-разведочных работ, проводимых Группой за рубежом, является подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи. В 2009 году проходка в разведочном бурении по проектам, в которых участвует Группа, составила 16,6 тыс. м. Доля Группы в объеме сейсморазведочных работ 2D по международным проектам составила 121 км, 3D – 2 173 км². Затраты на геологоразведку составили 222 млн долл.

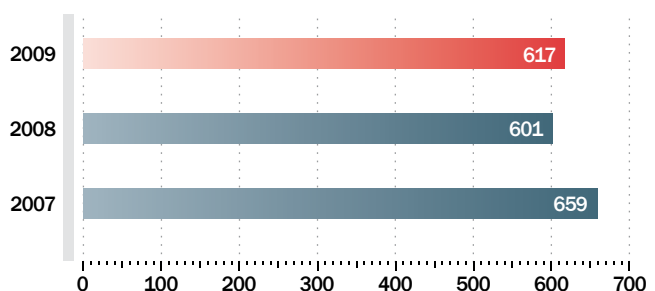
По состоянию на конец 2009 года группа «ЛУКОЙЛ» участвовала в 13 геолого-разведочных проектах за пределами России – в Колумбии, Казахстане, Саудовской Аравии, Узбекистане, Кот-д'Ивуаре, Гане.

На блоке **Cape Three Points Deep Water в Республике Гана** (доля участия Группы – 56,66%) в 2009 году начата бурением скважина Dzata-1, забой на конец года составил 4 175 м. В начале 2010 года скважина вскрыла углеводородонасыщенную колон-

ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГОРАЗВЕДКУ, МЛН ДОЛЛ.



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



ну общей мощностью 94 м, содержащую многопластовую нефтегазовую залежь эффективной мощностью 25 м. Основной песчаный коллектор содержит газ и легкую нефть. В настоящее время бурение закончено, скважина заглушена и законсервирована для проведения дальнейшей оценки запасов.

По проекту **Рияд (Блок А) в Саудовской Аравии** пробурены две поисковые скважины – Абу-Наср-1 и Файдах-2, начато бурение оценочной скважины Тухман-4. В скважине Файдах-2 при испытании в открытом стволе при совместном освоении разреза Сара получен стабильный приток газа со средним дебитом 81 тыс. м³/сут. Проведена консервация скважины для ее последующей очистки, исследования и получения максимально достижимых дебитов. В результате геолого-разведочных работ в 2009 году на месторождении Мушаиб увеличены запасы по российской классификации на 10,3 млн т у. т. (данный проект не учитывается при подсчете запасов по стандартам SEC).

По проекту **Кондор в Колумбии** в 2009 году был завершен геолого-разведочный этап, все договорные обязательства выполнены в полном объеме. В рамках коммерциализации открытого в 2006 году месторождения Медина ЛУКОЙЛ согласовал программу пробной эксплуатации и получил двухгодичное продление для проведения работ по коммерциализации месторождения. В результате проведения научно-исследовательских работ в 2008–2009 годах была создана новая тектоническая модель блока Кондор, основанная на интерпретации 2D и 3D сейсмике. В восточной части блока был подготовлен паспорт структуры Амарильо, представляющей собой группу разноглубинных структурно-тектонических объектов, близких в пространственном положении. В общей сложности выделено 6 объектов. В конце 2009 года начался первый этап подготовительных работ к бурению скважины Амарильо-1. Начаты также подготовка Оценки воздействия на окружающую среду и получение экологической лицензии.

По проекту **Арал в узбекской части Аральского моря** Консорциум инвесторов (доля Группы – 20%) выполнил сейсморазведочные работы 2D в объеме 606 км. Завершены обработка и интерпретация всех 2D сейсмических данных с 2007 года. По итогам подготовлены к бурению 4 объекта – структуры Западный Арал, Умид, Ак-Тепе (Северный Умид) и Шагала. Начато бурение поисковой скважины WAEx (Западный Арал), переходящей бурением на 2010 год.

В **Узбекистане по Кунградскому блоку** в отчетном году были завершены обработка и интерпретация материалов сейсморазведки 2008 года и экологический мониторинг участка. По результатам выполненных работ на месторождении Шега подтверждено наличие промышленных запасов газа. Уточнены геологическое строение и история развития территории блока и установлено, что существуют перспективы обнаружения новых залежей углеводородов. Согласовано местоположение и подготовлено техническое задание на проектирование разведочной скважины №3 Шега.

По проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** начато бурение разведочной скважины, которое будет продолжено в 2010 году. Были завершены работы по переобработке и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет, проведен структурно-геоморфологический анализ рельефа Юго-Западного Гиссара. Выполнены подготовительные и проектные работы для проведения сейсморазведочных работ 2D. На **Устюртском участке** завершен первый этап работ по оцифровке, переобработке и переинтерпретации сейсмических материалов прошлых лет. На основе изучения геологического строения блоков подготовлен проект на проведение сейсмической съемки 2D в 2010 году.

В **казахстанской части акватории Каспийского моря** по проекту **Тюб-Караган** с целью снижения геологических рисков в 2007–2009 годах проведена большой комплекс исследований: выполнена переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 2D с учетом данных бурения разведочных скважин; проведены дополнительные геохимические и др. исследования и анализы; выполнено комплексное бассейновое моделирование и проведена работа по уточнению структурно-тектонической модели блока. На основе проведенных работ определены дальнейшие перспективные направления геологоразведки на участке Тюб-Караган, в первую очередь связанные со структурой Южный Тюб-Караган. В 2009 году Компанией подготовлен и утвержден паспорт на эту структуру. Геологические ресурсы структуры составили 317,6 млн т у. т. по российской классификации.

По проекту **Аташский** основной задачей 2009 года являлось проведение комплекса геолого-геофизических исследований с учетом строительства первой разведочной скважины в 2008 году (она не выявила залежей углеводородов и была ликвидирована).

По блокам **Жамбай Южный** и **Южное Забурунье** был продлен период разведки до конца 2011 года. Разработан и согласован технический проект на строительство первой разведочной скважины с проектной глубиной 1 850 м. Оно начнется в 2010 году.

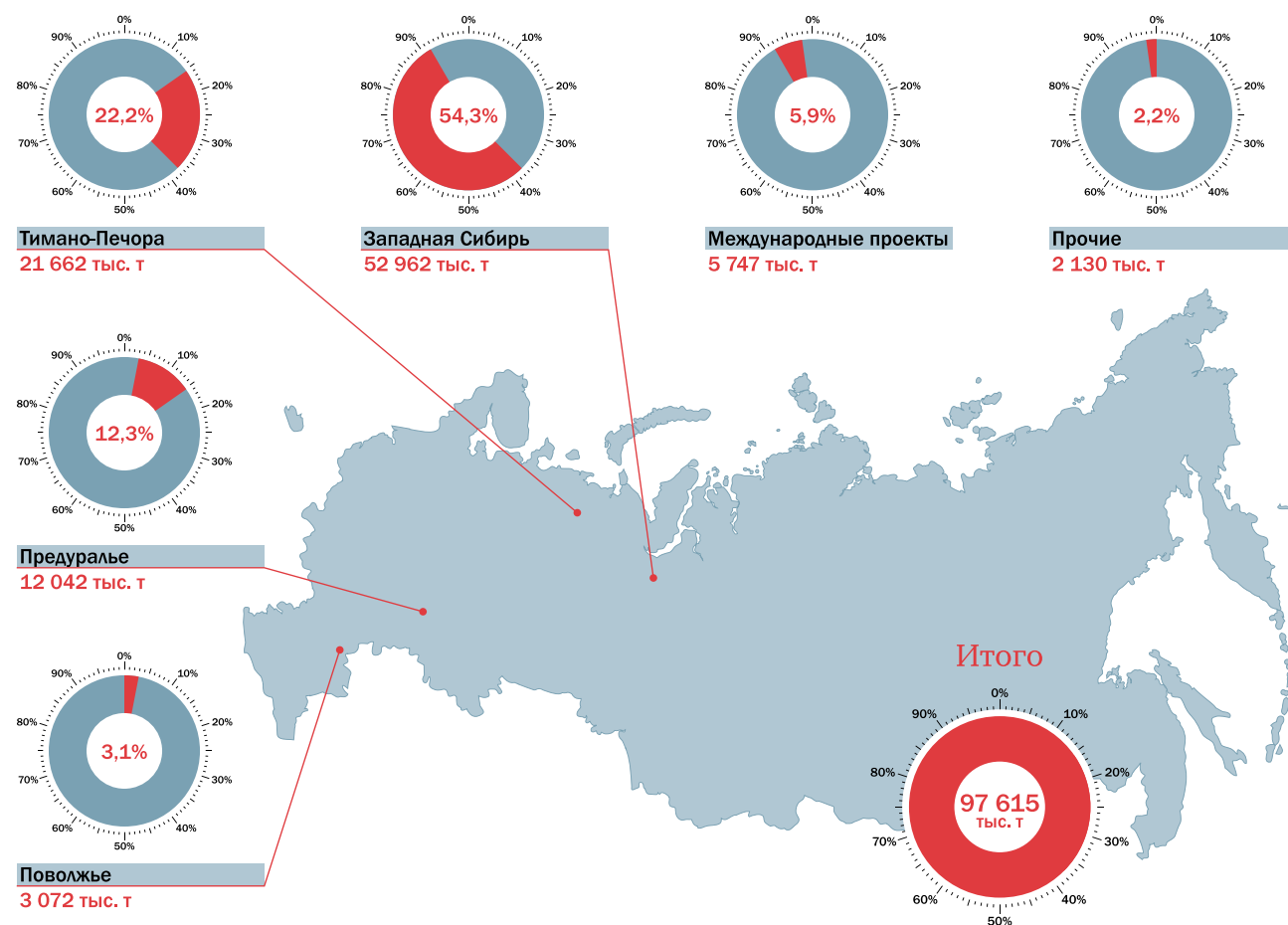
В **Кот-д'Ивуаре** по проектам CI-101, CI-401 и CI-205 выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 1 658 км², 383 км² и 608 км² соответственно. Интерпретация всех данных будет завершена в 2010 году. В восточной части блока **CI-205** по 2D закартированы три перспективных объекта. Объект бурения будет выбран на основании ранжирования всех перспективных объектов. По блоку **CI-101** была проведена инверсия на объекте Басам.

В феврале 2009 года Группа стала оператором по разработке участка **WEEM Extension**, прилегающего к блоку WEEM в **Египте**. Более 60% участка WEEM Extension уже исследовано высокоразрешающей сейсморазведкой 3D, выполненной Группой по проекту WEEM в 2006 году. На участке пробурена одна скважина, которая вскрыла более 30 м нефтенасыщенных коллекторов. В рамках первой фазы геолого-разведочных работ до 2011 года планируется пробурить еще две скважины.

Разработка месторождений и добыча нефти

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) в 2009 году составила 97 615 тыс. т (1 972 тыс. барр./сут). Среднесуточная добыча нефти выросла на 2,7% по сравнению с уровнем 2008 года.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ



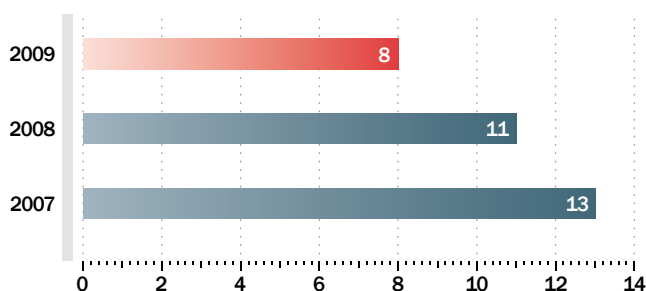


Рост добычи был достигнут за счет Южно-Хыльчюуского месторождения, введенного в эксплуатацию в середине 2008 года, а также за счет роста по международным проектам. Негативно на темпе прироста сказалось снижение добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, связанное в первую очередь с объективными изменениями в структуре извлекаемых запасов. Компания планирует ослабить их негативное влияние на процесс добычи за счет применения новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов. Необходимо отметить, что ЛУКОЙЛ успешно справляется с возникшей в регионе несколько лет назад проблемой ограничения энергоснабжения со стороны поставщиков. Компания планомерно строит и вводит в эксплуатацию собственные электрогенерирующие мощности на месторождениях,

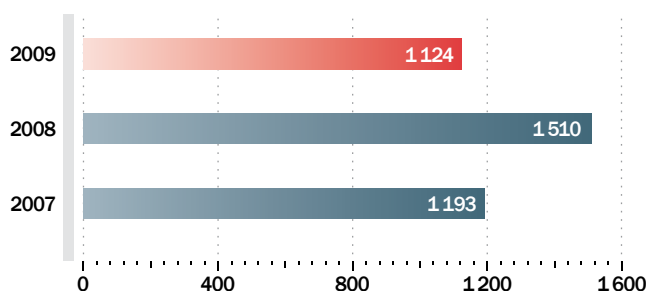
что уже в настоящее время позволило практически полностью решить эту проблему.

Большое внимание в отчетном году было уделено подготовке и строительству объектов обустройства месторождений Северного Каспия. В 2009 году на месторождении им. Ю. Корчагина были сооружены морская ледостойкая стационарная платформа с буровым комплексом, жилая и транспортная инфраструктуры. Месторождение им. Ю. Корчагина будет разрабатываться системой горизонтальных эксплуатационных скважин сверхпротяженной длины (более 5 км), что является уникальным для Российской Федерации проектно-технологическим решением. **Первая нефть на месторождении получена во втором квартале 2010 года.** Максимальный уровень добычи нефти составит около 2,5 млн т/год, газа – 1 млрд м³/год.

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ШТ.



ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ШТ.



Месторождение им. Ю. Корчагина стало первым из целой группы месторождений, расположенных в российской части акватории Каспийского моря, введенным Компанией в эксплуатацию.

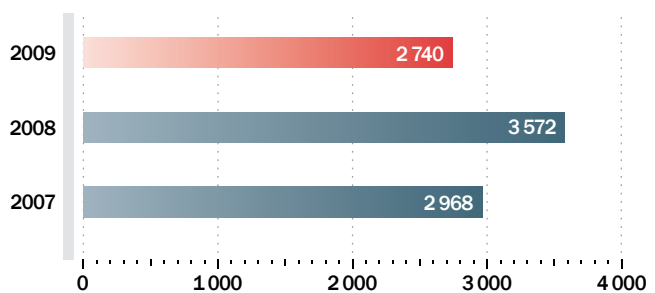
На фоне резкого падения цены на нефть в 2008–2009 годах Компания активно работала над повышением эффективности разработки месторождений и сокращением эксплуатационных затрат. Для выполнения программы добычи нефти в 2009 году добывающими обществами группы «ЛУКОЙЛ» был осуществлен комплекс мероприятий по повышению производительности добывающих скважин и нефтеотдачи пластов. Затраты на разработку месторождений составили 4 421 млн долл., что почти на 40% меньше, чем в 2008 году.

В 2009 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществлялась на 375 месторождениях. За год в разработку введено 8 новых месторождений – Апрельское, Большое, Ольховское и Лонгъюганское (Западная Сибирь), Нирмалинское и Пыжьельское (Тимано-Печора), Викторинское и Бортомское (Предуралье). Максимальная годовая добыча жидких углеводородов на месторождениях, введенных в эксплуатацию в 2009 году, достигнет почти 1 млн т/год.

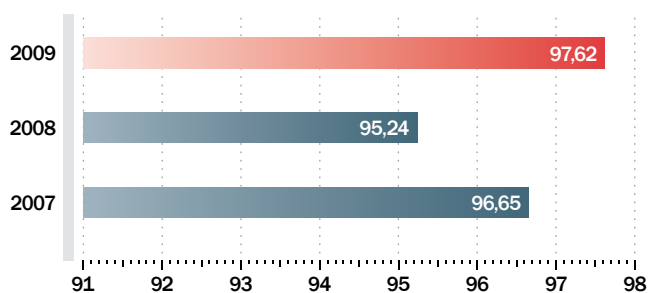
В отчетном периоде на 14 месторождениях Группы добыча нефти выросла по сравнению с предыдущим годом более чем на 50 тыс. т. Максимальные приросты добычи нефти (более 200 тыс. т) достигнуты на 3 месторождениях, обеспечивших общий прирост годовой добычи нефти Группы более чем на 6 млн т – Южно-Хыльчуйском в Тимано-Печоре, Кечимовском и Урьевском в Западной Сибири.

По состоянию на 01.01.2010 эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составил 29,76 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 25,38 тыс.), фонд водонагнетательных скважин – 9,91 тыс. (в том числе под закачкой – 7,63 тыс.). По сравнению с 2008 годом эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 3,7%. Доля неработающего фонда в эксплуатационном осталась практически неизменной по сравнению с концом 2008 года и составила 14,7%. Средний дебит нефтяных скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 14,7 т/сут, увеличившись на 3,5% по сравнению с 2008 годом в первую очередь благодаря вводу в эксплуатацию Южно-Хыльчуйского месторождения.

ПРОХОДКА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ,
ТЫС. М

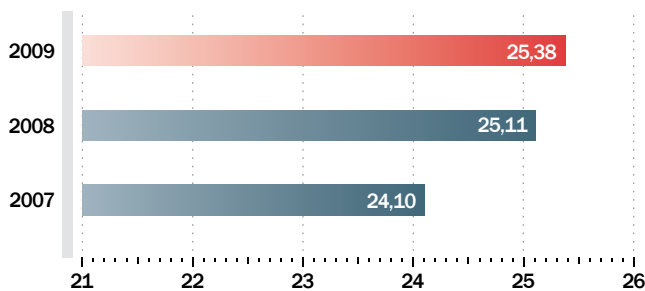
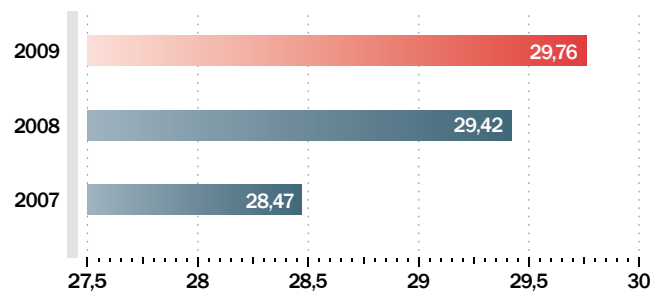


ДОБЫЧА НЕФТИ,
МЛНТ



В отчетном периоде Компания снизила объемы проходки в эксплуатационном бурении, что связано с перераспределением объемов бурения в регионы с более сложными геологическими условиями, негативно влияющими на скорость бурения. Кроме того, на фоне мирового экономического кризиса и низких цен на нефть ЛУКОЙЛ принял решение сократить финансирование программы бурения. В результате проходка в эксплуатационном бурении в 2009 году составила 2 740 тыс. м, что на 23% меньше по сравнению с 2008 годом. В эксплуатацию введены 1 124 новые добывающие скважины, в том числе 91 горизонтальная. В связи с высокой эффективностью бурения горизонтальных скважин Компания планирует в среднесрочной перспективе наращивать их количество. Средний дебит новых скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 34,8 т/сут, в том числе средний дебит новых горизонтальных скважин – 78,2 т/сут. Дебит по новым скважинам в целом несколько снизился относительно 2008 года (на фоне общего снижения качества извлекаемых запасов), однако существенно – на треть – вырос по горизонтальным скважинам. Полученный результат – следствие повышения качества геологических и гидродинамических моделей и их активного использования при постановке эксплуатационного бурения, следствие продолжающейся работы по совершенствованию технологий заканчивания скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

В отчетном году Компания продолжала наращивать объемы работ по бурению вторых ство-

ФОНД НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ДАЮЩИХ ПРОДУКЦИЮ,
ТЫС. ШТ.ЭКСПЛУАЦИОННЫЙ ФОНД НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН,
ТЫС. ШТ.

лов: были пробурены 264 скважины со вторыми стволами со средним приростом дебита 16,8 т/сут. На отдельных месторождениях прирост дебитов значительно превысил средний показатель по Компании. Так, на Кечимовском месторождении в Западной Сибири была пробурена и введена в эксплуатацию многозабойная скважина (2 ствола) с дебитом 103 т/сут.

Для оптимизации систем разработки месторождений и поддержания пластового давления под закачку были переведены 604 новые нагнетательные скважины. В продуктивные пласты закачано 510 млн м³ воды, что на 5% больше по сравнению с 2008 годом. При этом благодаря добыче практически безводной нефти на Южно-Хыльчюском месторождении, а также за счет реализации мероприятий по ограничению объемов попутно добываемой воды и непроизводительной закачки на российских месторождениях Компании наблюдалась полная стабилизация обводненности добываемой продукции, при том что ее средний рост за последние пять лет составлял 1,5 п.п. Компания совершенствует системы поддержания пластового давления на разрабатываемых месторождениях. Для достижения энергетической независимости на протяжении ряда лет ведется строительство малых энергетических установок на месторождениях (см. раздел «Энергетика» на стр. 64).

В 2009 году проводились мероприятия по увеличению производительности скважин. На территории России Компанией была проведена 1 141 операция по оптимизации режимов работы механизированного фонда скважин, 57 скважин были переведены на механизированный способ добычи, 567 было введено из бездействия прошлых лет. На месторождениях Компании продолжилось активное применение методов повышения нефтеотдачи пластов. Было проведено 5 098 операций по воздействию на продуктивные пласты физическими, химическими, гидродинамическими и тепловыми методами (см. раздел «Технологии в сфере геологоразведки и добычи» на стр. 80). Дополнительная добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи пластов в России составила 23 млн т, или 25% от суммарной добычи Группы в стране.

Россия

Добыча группой «ЛУКОЙЛ» на территории России в 2009 году составила 91 868 тыс. т нефти, в том числе дочерними обществами было добыто 91 560 тыс. т. По сравнению с 2008 годом добыча на территории России выросла на 2,1%.

В 2009 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России осуществлялась на 348 месторождениях. Эксплуатационное бурение составило 2 385 тыс. м, что на 20,0% меньше по сравнению с 2008 годом. Эксплуатационный фонд скважин на конец 2009 года составлял 28,24 тыс. скважин, в том числе 24,04 тыс. дающих продукцию. В 2009 году были введены 854 новые скважины.

57,7% добычи группой «ЛУКОЙЛ» на территории России пришлось на **Западную Сибирь**. Добыча в регионе несколько снизилась по сравнению с 2008 годом и составила 52,96 млн т. Одной из важнейших задач Компании является стабилизация объемов добычи нефти в Западной Сибири. Эта задача осложняется постепенным естественным истощением ресурсной базы, которое связано с длительным периодом разработки основной части месторождений Компании в этом регионе и достаточно высоким уровнем выработанности их запасов. ЛУКОЙЛ борется с этим фактором, используя самые передовые технологии, позволяющие существенно повысить коэффициент извлечения нефти и добывать нефть из труднодоступных коллекторов. Кроме того, наблюдается дефицит электроэнергии в регионе, что может приводить к технологическим потерям и недостаточным объемам закачки воды для поддержания пластового давления. Компания успешно решает проблему энергообеспечения собственных месторождений путем строительства малых электростанций, работающих преимущественно на попутном нефтяном газе (см. раздел «Энергетика» на стр. 64).

Несмотря на длительный срок разработки региона, некоторые месторождения Компании в Западной Сибири обладают значительным потенциалом роста добычи. Таковы, например, Кечимовское и Урьевское месторождения, на которых в 2009 году были получены значительные приросты добычи нефти.

Добыча нефти на Кечимовском месторождении, введенном в эксплуатацию в 1995 году, выросла по сравнению с 2008 годом на 63,9%, до 1,59 млн т.

Взгляд от первого лица



Матиа Майя Алберто Хосе, мастер по ремонту технологического оборудования ЦППН Ватъеганского месторождения ТПП «Югалм-нефтегаз»

Алберто приехал в Россию из Испании. В ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» работает с 2007 года, после окончания РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.

— Что подвигло Вас поменять теплую Испанию на холодный край с морозами под 40 градусов?

— Как и других — «нефтянка». Желание работать в крупной компании, где можно успешно применить на практике свои знания и получить бесценный опыт. Как известно, западносибирские предприятия ОАО «ЛУКОЙЛ» — широко известная кузница кадров, опыт работы на наших месторождениях высоко ценится не только в России, но и за рубежом.

— Довольны ли Вы своим решением?

— Я вижу результат своей работы, чувствую, что с каждым днем узнаю все больше и больше. Это не может не радовать. Во многом мне помогают друзья и коллеги. Я ценю тот опыт, которым они со мной делятся, в свою очередь, стараюсь лучше работать.

— Какие у Вас планы на будущее?

— Хочу набраться опыта, чтобы приносить пользу предприятию. Есть у меня еще одна мечта, чтобы в моем доме было шестеро детей и две собаки. Без этого, я думаю, не буду счастлив по-настоящему.

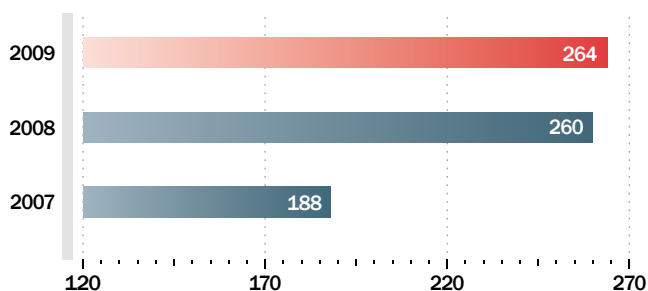
Увеличение добычи было обеспечено за счет эксплуатационного бурения: в эксплуатацию введены 92 новые скважины со средним дебитом 28,6 т/сут нефти, в том числе 27 горизонтальных со средним дебитом 42,9 т/сут. В 2009 году была пробурена и введена в эксплуатацию многозабойная скважина (2 ствола) с дебитом 103 т/сут. На росте добычи благоприятно сказались и высокие дебиты скважин, введенных в 2008 году (79 скважин со средним дебитом 28,8 т/сут) и отработавших в отчетном периоде весь год. В 2009 году на месторождении пробурено 5 вторых стволов со средним приростом дебита 27,2 т/сут. Продолжалась работа и по формированию системы поддержания пластового давления: в отчетном году введено под закачку 36 новых нагнетательных скважин. Кечимовское месторождение является одним из крупнейших инвестиционных проектов Компании в Западно-Сибирском регионе. Так, проектный фонд скважин, оставшийся для бурения, по состоянию на 01.01.2010 составил 512 скважин, в том числе 402 нефтяных и 110 нагнетательных. В ближайшей перспективе планируются сохранение высоких темпов эксплуатационного бурения и, как следствие, дальнейшее увеличение уровней добычи нефти по месторождению.

Добыча нефти на Урьевском месторождении, введенном в эксплуатацию в 1978 году, выросла на 9,4%, до 2,62 млн т. Увеличение добычи обеспечено за счет эксплуатационного бурения. В эксплуатацию введены 83 новые скважины со средним дебитом нефти 28 т/сут, в том числе 4 горизонтальные со средним дебитом нефти 75,5 т/сут. Для поддержания уровней добычи по переходящему фонду скважин в 2009 году на месторождении пробурено 19 вторых стволов. С целью оптимизации системы поддержания пластового давления и увеличения компенсации отбора жидкости закачкой воды введено под закачку 48 нагнетательных скважин. Проектный фонд скважин, оставшийся для бурения, по состоянию на 01.01.2010 составляет 1 161 скважину. Отраслевой программой развития бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» предусмотрены сохранение высоких темпов эксплуатационного бурения на Урьевском месторождении и дальнейшее увеличение объемов добычи нефти.

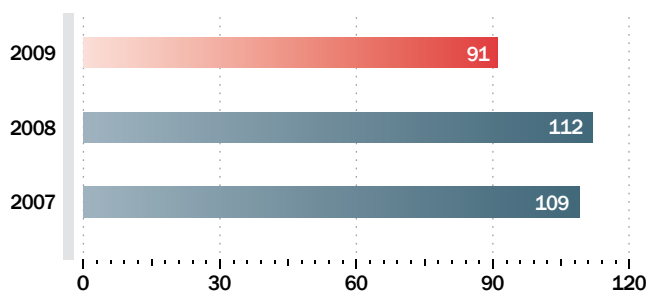
В 2009 году Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обеспечила прирост добычи Компании на 5 млн т. Добыча в этом регионе составила 21,66 млн т. В результате доля региона в суммарной добыче Группы в России увеличилась с 19 до 24%. Рост доли продолжился благодаря активной разработке Южно-Хыльчюуского месторождения, введенного в эксплуатацию совместно с ConocoPhillips в середине 2008 года. Добыча на месторождении в 2009 году выросла в 3,5 раза по сравнению с 2008 годом и достигла 7 млн т (около 140 тыс. барр./сут). В июле 2009 года месторождение было выведено на проектный уровень добычи нефти — 7,5 млн т в годовом исчислении. В 2009 году на месторождении введено 10 новых скважин со средним дебитом нефти 602 т/сут. Всего на 01.01.2010 добывающий фонд скважин на месторождении составляет 30 скважин.



БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВЛОВ,
ШТ.



БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН,
ШТ.



Ведется работа по формированию системы поддержания пластового давления: в отчетном году введено под закачку 7 новых нагнетательных скважин (всего на 01.01.2010 нагнетательный фонд составляет 19 скважин). В 2010 году планируются выход на максимальную добычу нефти, завершение эксплуатационного бурения и ввод 2 добывающих и 3 нагнетательных скважин.

Тимано-Печора является основным регионом роста добычи группы «ЛУКОЙЛ» в среднесрочной перспективе. Компания прилагает все усилия для скорейшего ввода в разработку крупных запасов региона (так, в 2009 году начата добыча на 2 новых месторождениях). Это позволит компенсировать естественное снижение добычи нефти Группой в традиционных регионах.

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» в Предуралье выросла до 12,04 млн т, или на 3,6%, в том числе благодаря применению новых технологий, таких как бурение вторых стволов, радиальное бурение и кислотный гидроразрыв пласта.

В 2009 году Компания начала добычу нефти на новой группе месторождений в Пермском крае, географически приуроченных к уникальному Верхнекамскому месторождению калийно-магниевых солей (ВКМКС). Права на разработку этой группы месторождений были приобретены в 2008 году. Особенностью лицензионной территории является то, что месторождения углеводородов находятся под промышленно эксплуатируемыми залежами калийно-магниевых солей, а также то, что на территории лицензионных участков существуют ограничения деятельности природоохранного характера (заповедники, водоохранные зоны, городские поселения и т.д.). Для соблюдения всех требований промышленной и экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений на территории ВКМКС предусмотрено строительство уникальных для Пермского региона скважин многоколонной конструкции с отходами от вертикали более 2 км; разобщение солевых пластов с использованием магнезиально-фосфатного тампонажного материала с расширяющимся цементным камнем; организация

системы постоянного мониторинга за деформацией земной поверхности. Прогнозный годовой уровень добычи нефти месторождений проекта составляет более 1,3 млн т.

Добыча нефти на территории **Поволжья** в 2009 году составила 3,07 млн т, несколько снизившись по сравнению с 2008 годом. Компания повышает эффективность разработки месторождений региона, что позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти и сохранять добычу на имеющемся уровне, несмотря на высокий уровень истощения запасов.

В 2009 году Компания акцентировала внимание на подготовке к разработке месторождений, расположенных на **шельфе Каспийского моря**. Освоение этих месторождений станет основным фактором роста добычи нефти Компании в среднесрочной перспективе. Основной прирост добычи нефти обеспечат месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, которые вводятся в эксплуатацию в первую очередь.

Во втором квартале 2010 года благодаря подготовительным работам, проведенным в 2009 году, на месторождении им. Ю. Корчагина получена первая нефть. Максимальный уровень добычи нефти составит около 2,5 млн т/год, газа – 1 млрд м³/год. Компания начала морские операции по обустройству месторождения им. Ю. Корчагина в апреле 2009 года, когда была выполнена буксировка из Астрахани опорного блока ледостойкой стационарной платформы. В мае на опорный блок было установлено жилое строение. В августе была завершена установка точечного причала, предназначенного для загрузки нефти из подводного трубопровода в плавучее нефтехранилище и на танкеры-челноки. В сентябре на месторождении было установлено плавучее нефтехранилище, предназначенное для загрузки танкеров-челноков и транспортировки нефти, добытой на месторождении. В результате работ по обустройству месторождения была сооружена морская ледостойкая стационарная платформа с буровым комплексом для бурения скважин с максимальной длиной по стволу до 7 400 м. Месторождение им. Ю. Корчагина будет разрабатываться системой горизонтальных эксплуатационных скважин сверхпротяженной длины (более 5 км), что является уникальным для Российской Федерации проектно-технологическим решением. Месторождение им. Ю. Корчагина стало

первым из целой группы месторождений, расположенных в российской части акватории Каспийского моря, введенным Компанией в эксплуатацию. Разработка осуществляется по принципу «нулевого сброса», что гарантирует минимальное воздействие на природный комплекс Каспийского моря.

Международные проекты

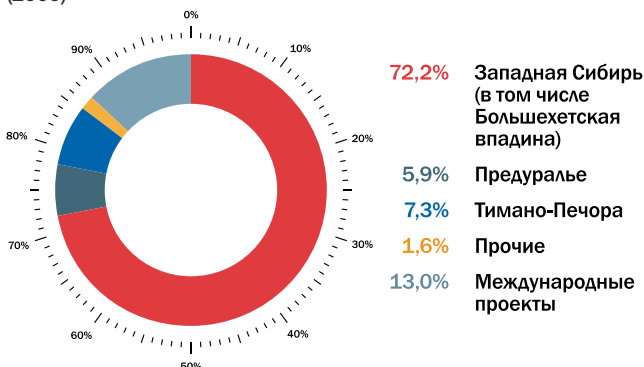
Добыча нефти по международным проектам в доле группы «ЛУКОЙЛ» составила 5 747 тыс. т, что на 8,5% больше по сравнению с 2008 годом. Рост объемов добычи был в основном обеспечен проектами Тенгиз, КаракудукМунай и Карачаганак в Казахстане.

Проходка в эксплуатационном бурении по международным проектам Компании составила 355 тыс. м, что на 40% меньше по сравнению с 2008 годом. Снижение объемов объясняется сокращением затрат на финансирование программы бурения, однако приоритетные проекты разработки продолжали активно развиваться (Карачаганак, Кумколь, Кондор). Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составил 1 522 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 1 345. По международным проектам, в которых участвует Группа, было введено в эксплуатацию 270 новых добывающих скважин. Их средний дебит составил 43,4 т/сут.

Самый большой абсолютный прирост добычи нефти был получен по проекту Тенгиз в Казахстане. Добыча нефти по проекту (доля Группы) выросла на 37,8% и составила 642 тыс. т. Столь существенные показатели были достигнуты как благодаря органическому приросту, так и в результате выкупа у дочерней компании ВР в декабре 2009 года 46% участия в совместном предприятии LUKARCO B.V., занимающемся разработкой Тенгизского и Королевского месторождений в Казахстане.

По проекту **Карачаганак в Казахстане** в 2009 году доля Группы в добыче нефти и конденсата выросла на 4,1%, до 1,63 млн т. В отчетном году в рамках выполнения инвестиционной программы было пробурено и подключено к системе сбора продукции 10 эксплуатационных скважин, в том числе 8 скважин с горизонтальным окончанием. Средний дебит по новым скважинам составил 572,9 т/сут. Продолжались работы по расширению мощностей на Карачаганакском перерабатывающем комплексе.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ (2009)



По проекту **КаракудукМунай в Казахстане** добыча выросла на 12,3% и составила 714 тыс. т (по доле участия). В отчетном году введена в эксплуатацию центральная установка подготовки нефти общей производительностью 1,8 млн т/год. Были введены в эксплуатацию 33 новые добывающие скважины со средним дебитом 20,8 т/сут. Были осуществлены также опытно-промысловые работы по проведению большеобъемных гидроразрывов пластов: выполнены 2 операции, прирост дебита составил в среднем 58 т/сут фонтанным способом эксплуатации.

Продолжалась активная разработка месторождения **Северные Бузачи в Казахстане**. Добыча группы «ЛУКОЙЛ» по доле участия выросла на 11,9%, до 479 тыс. т. Было введено в эксплуатацию 130 новых добывающих скважин средним дебитом 10,6 т/сут. В отчетном году на месторождении начаты работы по бурению горизонтальных скважин, разработана и утверждена технологическая схема разработки и реализована программа утилизации газа. Завершена программа расширения цеха подготовки и перекачки нефти до 40 тыс. барр./сут.

На месторождениях **Алибекмола и Кожасай (проект Казахойл Актобе в Казахстане)** было введено в эксплуатацию 8 новых добывающих скважин средним дебитом 44,4 т/сут. Суммарная доля Группы в добыче нефти на месторождениях составила 234 тыс. т, что на 23,2% больше, чем в 2008 году. В отчетном году были созданы геологическая и гидродинамическая модели месторождения Алибекмола, выработаны рекомендации по дальнейшей разработке месторождения. В рамках выполнения программы утилизации газа был выбран подрядчик для строительства объектов утилизации газа. В настоящее время ведется проектирование, срок реализации проекта – до 1 июня 2011 года.

По проекту **Шах-Дениз в Азербайджане**, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года

после резкого роста добычи в 2007–2008 годах, добыча снизилась на 2% в результате ограничения спроса со стороны Республики Азербайджан и турецких потребителей. Добыча газового конденсата (доля Группы) составила 139 тыс. т по сравнению со 147 тыс. т в 2008 году. В 2009 году закончена бурением и введена в эксплуатацию новая скважина дебитом 1 450 т/сут конденсата и 6,2 млн м³/сут природного газа. Она будет способствовать дальнейшему росту добычи по проекту.

Доля Группы в добыче газового конденсата на участке **Хаузак-Шады в Узбекистане** (разрабатывается в рамках проекта **Кандым – Хаузак – Шады**), который был введен в эксплуатацию в 2007 году, осталась неизменной по сравнению с 2008 годом и составила 12 тыс. т. В 2009 году в эксплуатацию введено 5 добывающих скважин. Была создана интегрированная система управления промышленной безопасностью и охраной окружающей среды и проведена сертификация на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001 и спецификации OHSAS 18001.

Добыча по приобретенному в 2008 году проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** в 2009 году составила 38 тыс. т (по доле участия), что более чем в 5 раз превышает уровень предыдущего года. В течение отчетного периода было введено 12 новых добывающих скважин среднесуточным дебитом 22,7 т/сут.

В Египте по проекту **Мелейя** был достигнут существенный прирост добычи (+68,1%) за счет эффективного бурения и введения 18 новых эксплуатационных скважин средним дебитом 67,6 т/сут. По проекту WEEM была введена одна новая добывающая скважина средним дебитом 53,6 т/сут. Кроме того, для поддержания эффективности разработки месторождения на одной скважине был пробурен боковой ствол. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в добыче по египетским проектам выросла на 30% по сравнению с 2008 годом и составила 247 тыс. т.



Проект: Западная Курна-2 в Ираке

В 2009 году консорциум в составе группы «ЛУКОЙЛ» и норвежской компании Statoil стал победителем тендера на право освоения месторождения Западная Курна-2. Оно является одним из крупнейших в мире неразрабатываемых месторождений и находится на юге Ирака, в 65 км к северо-западу от крупного портового города Басра.

Извлекаемые запасы месторождения составляют около 13 млрд барр. Основные продуктивные горизонты месторождения – Мишриф, Ямама, Хасиб, Маудуд, Зубейр. Более 90% запасов сосредоточены в залежах Мишрифа и Ямамы. Месторождение было открыто в 1973 году. Его геологоразведка (сейсмика 2D и бурение разведочных скважин) производилась советскими геологическими и сервисными организациями.

История проекта

Первоначально Компания получила 68,5% в данном проекте по соглашению о разделе продукции, подписанному еще в 1997 году. Однако в тот период промышленное освоение месторождения не было возможным из-за санкций, установленных ООН в отношении Ирака. В дальнейшем, после

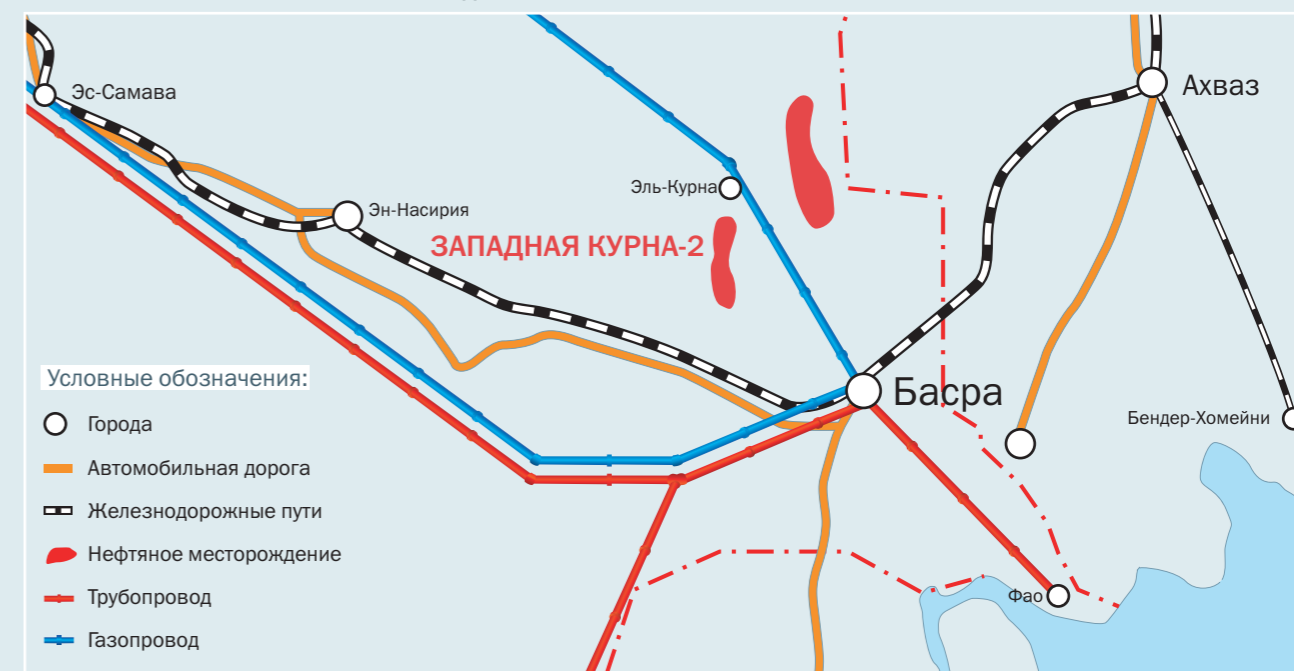
американо-иракского конфликта, Компания проводила согласования с новым руководством страны по началу реализации проекта.

В 2009 году ЛУКОЙЛ и Statoil представили наилучшие тендерные предложения и получили право на разработку месторождения. Размер вознаграждения за каждый баррель нефти составит 1,15 долл. при уровне добычи 1,8 млн барр./сут. В январе 2010 года Президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов подписал контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2. Контракт ратифицирован Кабинетом министров Ирака.

Характеристика проекта

Срок действия контракта составляет 20 лет с возможностью продления на 5 лет. Сторонами контрак-

ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПРОЕКТА ЗАПАДНАЯ КУРНА-2



та являются иракская государственная нефтяная компания South Oil Company и консорциум подрядчиков в составе иракской госкомпании North Oil Company (25%), ОАО «ЛУКОЙЛ» (56,25%) и норвежской Statoil (18,75%).

По условиям контракта, бурение на Западной Курне-2 начнется в 2011 году. В течение трех лет с момента утверждения Первоначального плана разработки консорциум должен выполнить Минимальную геолого-разведочную программу: провести 450 км² 3D сейсмики, пробурить 2 оценочные скважины до формации Najmah и 1 разведочную скважину до формации Khuff.

Добыча должна начаться в конце 2012 года с достижением уровня не менее 120 тыс. барр./сут. Достижение целевого уровня добычи в 1 800 тыс. барр./сут нефти запланировано на 2017 год. Месторождение предполагается разрабатывать

с помощью более 500 скважин, в том числе 120 нагнетательных.

Инвестиции Группы в Западную Курну-2, по предварительным оценкам, в 2010 году составят около 300 млн долл., а совокупно в ближайшие 4–5 лет – 4,5 млрд долл.

Возмещение затрат будет происходить по следующей схеме. В процессе реализации проекта выделяется два потока нефти: нефть, являющаяся собственностью иракской маркетинговой компании SOMO, которую она самостоятельно реализует, и нефть, передаваемая в собственность консорциуму в качестве прибыльной. Данная нефть может быть заменена денежным возмещением. Целесообразно также возмещение затрат прибыльной нефтью с целью дальнейшей самостоятельной ее реализации. Ценообразование на экспортную нефть будет основываться на рыночном принципе на условиях FOB пункт поставки.

« Все эти годы мы продолжали бороться за иракский проект, выполняя обещание, данное нашим акционерам. Сегодня мы добились заслуженной победы и намерены вместе со своими норвежскими партнерами выполнить все взятые на себя обязательства по освоению месторождения Западная Курна-2 в интересах иракского народа и наших акционеров. Этот проект является стратегически важным для нашей Компании. »

В.Ю. АЛЕКПЕРОВ
Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

ИРАК В ФАКТАХ

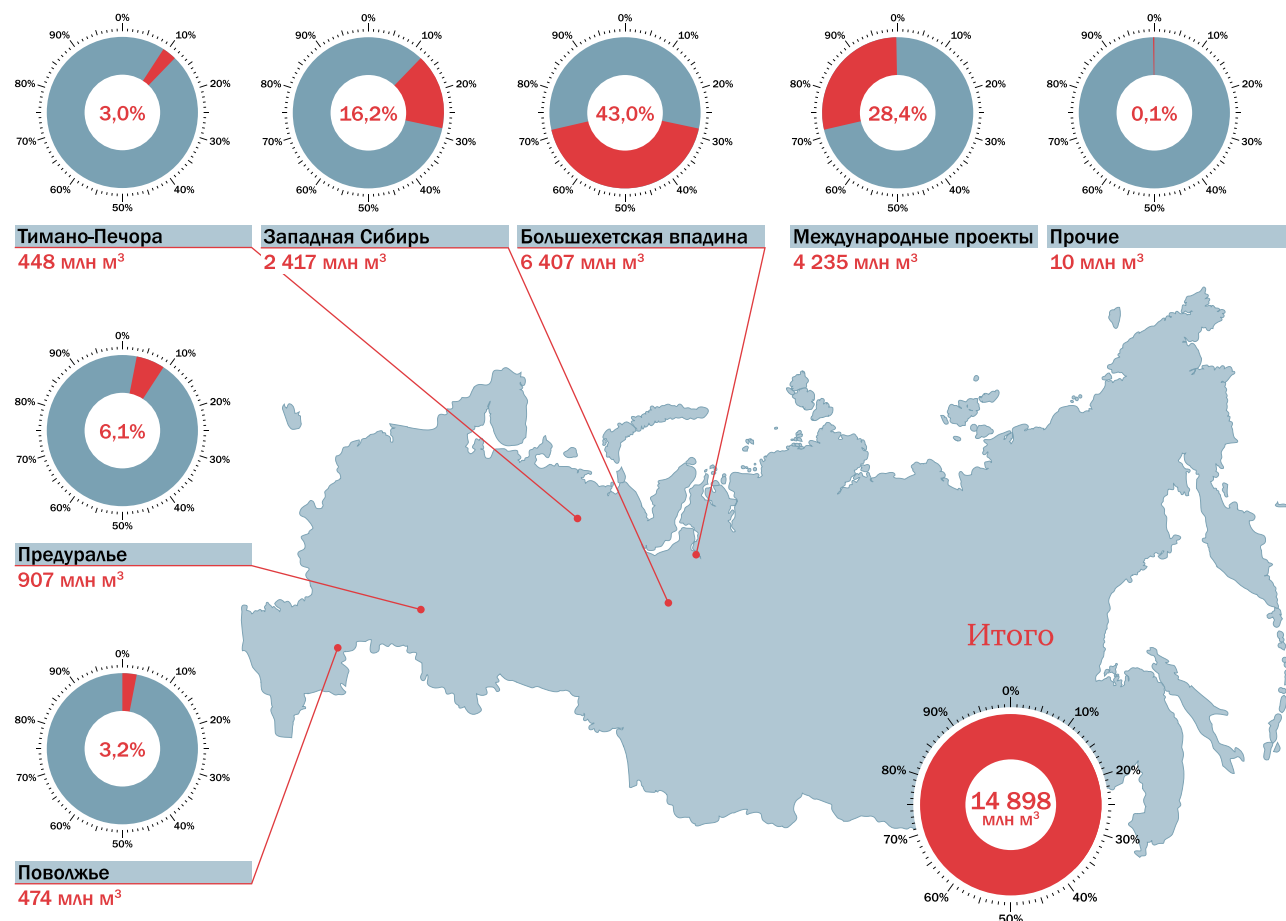


- Ирак – федеративная парламентская республика, основанная на консенсусе трех основных этнорелигиозных общин иракского народа – арабов-шиитов, арабов-суннитов и курдов.
- В результате вооруженного конфликта, начавшегося в марте 2003 года, был положен конец правлению Саддама Хусейна. Экономика страны за время военного конфликта была разрушена.
- Экспорт углеводородов приносит 95% доходов в центральный бюджет.
- Текущая добыча нефти – 2,5 млн барр./сут.
- Иракские государственные компании North Oil Company (NOC) и South Oil Company (SOC) обладают монопольным правом на разработку местных месторождений нефти.
- Доказанные запасы нефти страны – 115 млрд барр. (3-е место в мире после Саудовской Аравии и Ирана).
- Менее трети из 80 разведанных нефтяных месторождений находятся в разработке.
- Совокупная пиковая добыча месторождений, распределенных в ходе аукционов в 2009 году, – около 10 млн барр./сут.

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.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ТОВАРНОГО ГАЗА ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ



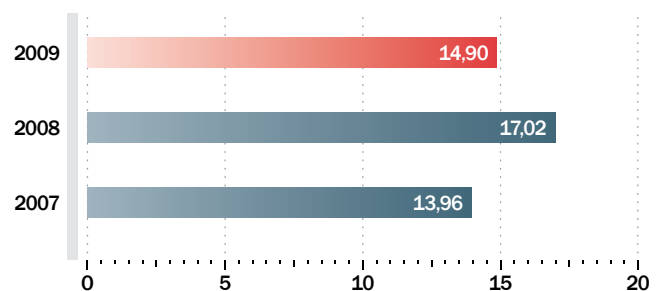


В 2009 году совокупная добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) составила 17 717 млн м³ (1 714 млн фут³/сут). При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) составила 14 898 млн м³ (1 441 млн фут³/сут). Среднесуточная добыча товарного газа снизилась по сравнению с 2008 годом на 12,5%, в том числе в России – на 16,9% в результате ограничения приема газа со стороны компании «Газпром». Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» по газовым проектам в России составила 56 млн долл., несмотря на существенное снижение добычи.

Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по состоянию на конец 2009 года составил 394 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 274.

Добыча природного газа составила 11 444 млн м³, в том числе 10 218 млн м³ товарного газа. Снижение добычи товарного природного газа составило 19,4%. В том числе добыча в России снизилась на 27,2%, за рубежом – на 2,1%. Доля зарубежных проектов в добыче увеличилась с 31% в 2008 году до 38% в 2009 году. Столь существенное падение добычи природного газа в России объясняется снижением добычи на Находкинском месторождении (почти на 30%) в результате сокращения спроса на газ и ограничения приема газа со стороны компании «Газпром».

Добыча попутного нефтяного газа составила 6 273 млн м³, в том числе 4 680 млн м³ товарного по-

ДОБЫЧА ТОВАРНОГО ГАЗА, МЛРД М³

путного газа. Рост добычи товарного попутного газа составил 7,6%, что связано с ростом добычи нефти и развитием систем утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Компании. 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 утилизации попутного нефтяного газа¹ составил 71,1% по сравнению с 70,4% в 2008 году и 69,0% в 2007 году. Рост показателя связан с развитием систем утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Компании: шло строительство компрессорных станций и газопроводов. По основным месторождениям Компании в Западной Сибири уровень утилизации попутного газа составляет около 95%.

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

Для увеличения уровня утилизации попутного нефтяного газа Компания в рамках развития малой энергетики ведет строительство газовых электростанций на месторождениях. Это позволяет сократить сжигание газа на факелах, снизить расходы на электроэнергию, а следовательно, сократить расходы на добычу нефти. В Компании реализуется утвержденная в 2009 году Программа утилизации попутного нефтяного газа организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2009–2011 год, предусматривающая доведение уровня использования попутного нефтяного газа на месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» к 2012 году до 95%.

Россия

Добыча товарного газа в России в 2009 году составила 10 663 млн м³, что на 16,9% меньше по сравнению с 2008 годом. При этом доля природного газа составила 59%, снизившись на 9 п.п. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2009 года составил 304 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 211.

Основную часть добычи природного газа в России (более 90%) обеспечило Находкинское месторождение Большехетской впадины. В 2009 году на нем было добыто 6 млрд м³ газа, что почти на треть меньше, чем в 2008 году, в результате сокращения закупок газа со стороны ОАО «Газпром».

На других месторождениях Большехетской впадины продолжаются подготовительные работы по вводу месторождений в разработку. В соответствии с утвержденной инвестиционной программой в 2009 году начаты работы по обустройству Пякяхинского месторождения, введена в эксплуатацию одна скважина и начата добыча природного газа для собственных нужд. Проводилась отсыпка промысловых дорог, строительство кустов скважин, производственных площадок, осуществлялось эксплуатационное бурение скважин на газоконденсатные залежи месторождения. Ввод в разработку Пякяхинского месторождения запланирован на 2013 год. Товарный газ будет транспортироваться по межпромысловому газопроводу до ГКС в районе Находкинское месторождения и далее по существующему магистральному газопроводу до ГКС-1,2 «Ямбургская». Начало добычи газа на Южно-Мессояхском и Хальмерпаятинском газоконденсатных месторождениях запланировано на 2019 и 2020 годы соответственно.

В соответствии с договоренностью с ОАО «НК «Роснефть» ЛУКОЙЛ с осени 2013 года обеспечит прием газа Ванкорской группы месторождений в объеме до 5,6 млрд м³/год в газотранспортную систему Большехетской впадины и транспорт до ГКС «Ямбургская» ГТС ОАО «Газпром». В свою очередь ОАО «НК «Роснефть» с 2013 года обеспечит прием стабильной нефтеконденсатной смеси с Пякяхинского месторождения в объеме до 3 млн т/год в нефтепровод Ванкор – Пурпе и транспорт до системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». В связи с этим к 2013 году ЛУКОЙЛ построит 160-километровый продуктопровод от Пякяхинского месторождения до центрального пункта сбора «Ванкор», 60-километровый газопровод от Пякяхинского до Хальмерпаятинского месторождения и 1-ю очередь ГКС в районе Находкинское месторождения.

С выходом на проектную добычу всех месторождений Большехетской впадины суммарная добыча природного газа Компанией в регионе составит 20 млрд м³.

Международные проекты

Добыча товарного газа по международным проектам составила в 2009 году 4 235 млн м³, что на 1,0% больше по сравнению с 2008 годом. При этом доля природного газа составила 92%, снизившись на 2 п.п. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по зарубежным проектам по состоянию на конец 2009 года составил 90 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 63.

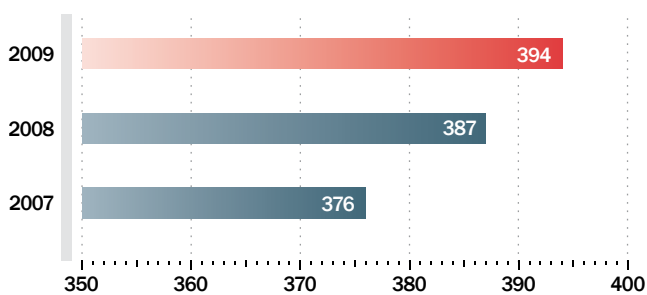
Основной объем добычи товарного газа за рубежом (53%) был обеспечен введенным в эксплуатацию в конце 2007 года промыслом **Хаузак-Шады**, разрабатываемым в рамках проекта Кандым – Хаузак – Шады в **Узбекистане**. Добыча товарного газа на нем составила 2,23 млрд м³. На участке продолжается эксплуатационное бурение. Так, в 2009 году пробурено 19 тыс. м горных пород, введено в эксплуатацию 5 новых скважин со средним приростом дебита газа 361 м³/сут. В Узбекистане начато также опережающее бурение газовых скважин на месторождении Адамташ проекта Гиссар, добыча природного газа по которому запланирована на 2012 год.

Доля Группы в добыче товарного газа на месторождении **Карачаганак в Казахстане** составила 1,13 млрд м³. По сравнению с 2008 годом добыча выросла на 6,0% благодаря вводу в эксплуатацию новых высокодебитных скважин.

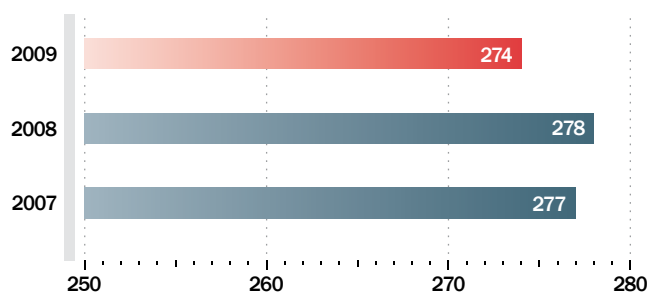
По проекту **Шах-Дениз в Азербайджане**, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года, добыча товарного газа составила 518 млн м³ (по доле участия), снизившись на 6,1% по сравнению с 2008 годом в связи с ограничением потребительского спроса. В 2009 году закончена бурением и введена в эксплуатацию новая скважина с дебитом 1 450 т/сут конденсата и 6,2 млн м³/сут природного газа, которая будет способствовать дальнейшему росту добычи по проекту. На 2010 год запланировано бурение еще 2 скважин.



ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД ГАЗОВЫХ СКВАЖИН,
ШТ.



ФОНД ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ДАЮЩИХ ПРОДУКЦИЮ,
ШТ.





Отчет о деятельности 2009

Нефтепереработка, газопереработка и нефтехимия

Стратегия

Максимизация объемов переработки нефти

Производство высококачественных
и экологически чистых нефтепродуктов
с высокой добавленной стоимостью

Применение новейших технологий

Контроль за производственными издержками

Чистая прибыль бизнес-сегмента «Переработка и сбыт» в 2009 году составила 2 263 млн долл. При этом необходимо отметить, что благодаря росту эффективности бизнес-сегмента темп снижения чистой прибыли был ниже темпа падения маржи нефтепереработки как в России, так и за рубежом. Хороших финансовых результатов, несмотря на кризисный период, позволило добиться и увеличение операционных показателей, в первую очередь объемов переработки.

Нефтепереработка

В 2009 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжала активную работу по развитию сегмента переработки нефти как за счет модернизации и расширения перерабатывающих мощностей, так и за счет участия в новых перспективных проектах.

Объем переработки нефти Компанией с учетом процессинга на сторонних НПЗ был увеличен в 2009 году на 7,6% по сравнению с 2008 годом, до 66,48 млн т. В том числе на НПЗ Группы (с учетом долей в переработке на комплексах ISAB и TRN) было переработано 62,70 млн т (на 11,4% больше по сравнению с 2008 годом).

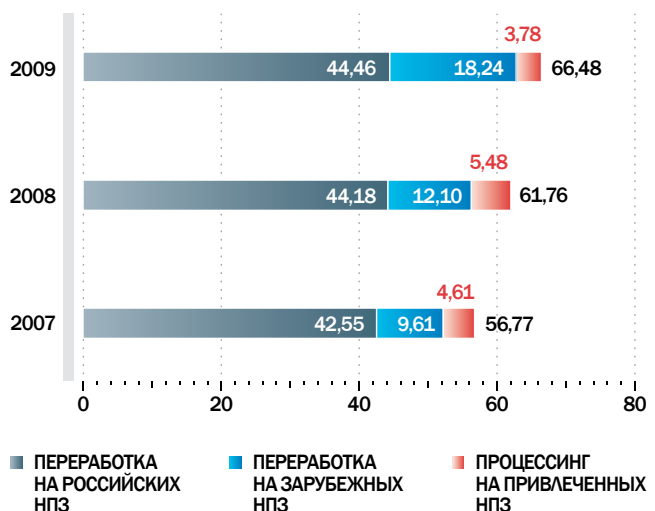
В отчетном году ЛУКОЙЛ продолжил реализацию программы модернизации и реконструкции НПЗ, капитальные вложения в этой области составили 827 млн долл. (1 023 млн долл. в 2008 году).

В сентябре 2009 года ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило сделку с французской компанией TOTAL S.A. по приобретению 45%-й доли в нефтеперерабатывающем заводе TRN (Нидерланды). Стоимость сделки составила около 700 млн долл. Приобретение доли в TRN органично вписывается в стратегию Компании по наращиванию мощностей по нефтепереработке, находящихся в непосредственной близости к рынкам сбыта конечной продукции с высокой добавленной стоимостью. Завод TRN расположен в районе порта Vlissingen Oost на юго-западе Голландии, в одном из крупнейших мировых центров торговли нефтью и нефтепродуктами (регион Амстердам – Роттердам – Антверпен). НПЗ интегрирован с близлежащим нефтехимическим производством и связан трубопроводом с одним из самых больших в Европе нефтяных терминалов Maasvlakte Olie (Роттердам), в котором НПЗ принадлежит доля в размере 22%. Кроме того, НПЗ обладает собственным портом с несколькими причалами для отгрузки продукции морским и речным транспортом.

В 2009 году на НПЗ Группы активно реализовывались мероприятия по сокращению затрат и повышению эффективности деятельности заводов.

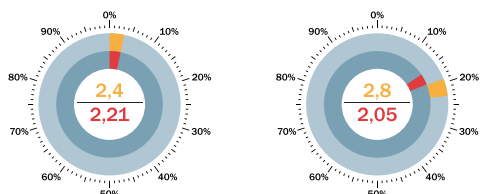
В течение отчетного года было проведено 156 мероприятий, направленных на оптимизацию производственных мощностей и увеличение загрузки установок, повышение эффективности энергопотребления и надежности оборудования с увеличением его межремонтного пробега, на оптимизацию численности и ротацию персонала. Суммарный эффект от реализации мероприятий составил около 88 млн долл. (чистый эффект – 18 млн долл.), в том числе эффект от оптимизации производственных мощностей – 70 млн долл. Наиболее значительный эффект от проведения мероприятий был получен на Пермском НПЗ (28 млн долл.).

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ КОМПАНИЕЙ,
МЛНТ

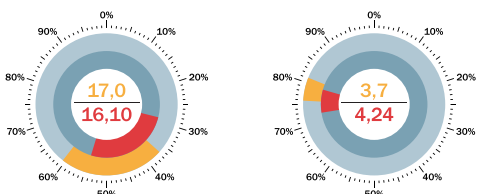


НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

ЗАРУБЕЖНЫЕ НПЗ



ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НПЗ



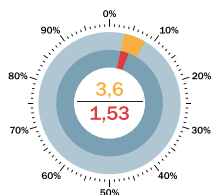
Мощность,
млн т/год
Переработка
в 2009 г.,
млн т

НПЗ в Плоешти (Румыния)
Индекс Нельсона: 10,0

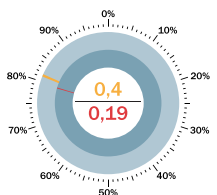
Одесский НПЗ (Украина)
Индекс Нельсона: 3,9

Нижегородский НПЗ
Индекс Нельсона: 4,0

Ухтинский НПЗ
Индекс Нельсона: 3,3



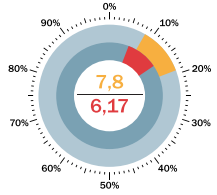
НПЗ TRN¹ (Нидерланды)
Индекс Нельсона: 8,4



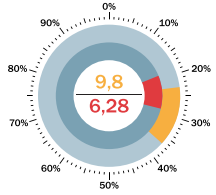
Мини-НПЗ в Урае и Когалыме



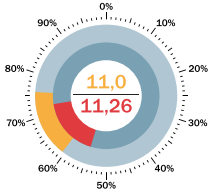
НПК ISAB² (Италия)
Индекс Нельсона: 9,3



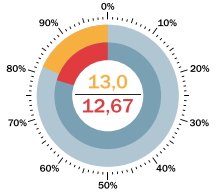
НПЗ в Бургасе (Болгария)
Индекс Нельсона: 7,9



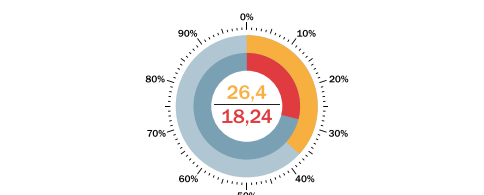
Волгоградский НПЗ
Индекс Нельсона: 5,2



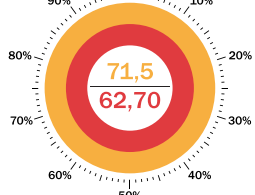
Пермский НПЗ
Индекс Нельсона: 7,9



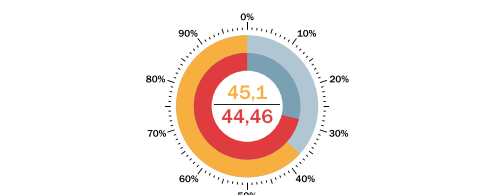
ИТОГО ПО ЗАРУБЕЖНЫМ НПЗ



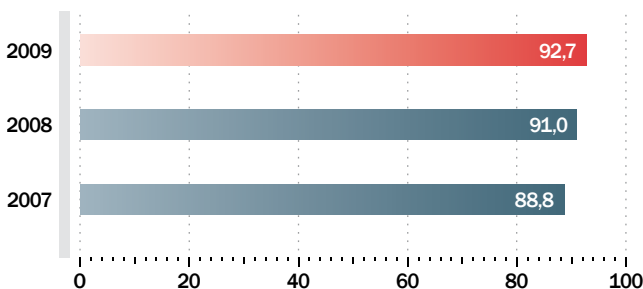
Итого



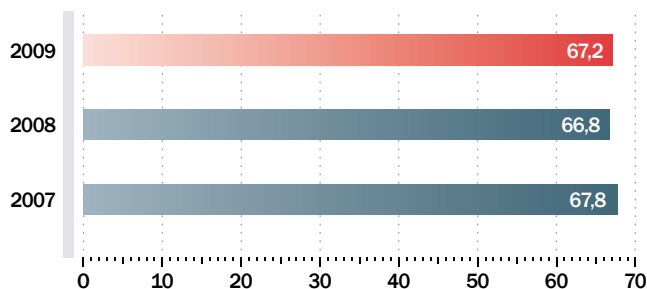
ИТОГО ПО ОТЕЧЕСТВЕННЫМ НПЗ



ДОЛЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ В ОБЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ АВТОБЕНЗИНОВ, %³



ДОЛЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ 50 РРМ И МЕНЕЕ В ОБЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, %³



¹ Мощность НПЗ TRN указана по доле Компании (45%). Объем переработки указан по доле за сентябрь – декабрь 2009 г.
² Мощность и объем переработки на НПК ISAB указаны по доле Компании (49%).
³ Без учета мини-НПЗ, комплекса ISAB и НПЗ TRN.

Российские НПЗ

Объем переработки на собственных российских заводах группы «ЛУКОЙЛ» в 2009 году составил 44,46 млн т, что на 0,6% превышает уровень 2008 года. При этом уровень загрузки производственных мощностей достиг 99,5%, что является максимальным показателем за всю историю Компании.

Для получения дополнительной прибыли от сложившегося макроэкономического окружения Компанией было поставлено на процессинг 2,05 млн т нефти на уфимские НПЗ.

Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске бензинов российскими заводами Группы (не включая мини-НПЗ) возросла в 2009 году до 89,7% (87,0% в 2008 году). Глубина переработки нефти составила 74,8%, что на 1,2 п.п. ниже, чем в 2008 году, из-за увеличения объема переработки нефти, снижения реализации битумов и внеплановых простоев установок. Выход светлых нефтепродуктов составил 50,1%, практически не изменившись по сравнению с уровнем предыдущего года.

Наиболее значительно по сравнению с 2008 годом выросло производство вакуумного газойля (на 8,0%), мазута (на 5,8%) и автомобильного бензина (на 5,4%).

В течение отчетного года российскими НПЗ проводились мероприятия по сокращению операционных затрат и повышению эффективности производства. В результате уровень безвозвратных потерь на заводах сократился с 0,58% до 0,54% (при этом среднее значение по России составляет 0,85%). Среднесписочная численность работников НПЗ Группы в России сократилась на 5,0%. Капитальные вложения в модернизацию НПЗ Компании в России в отчетном году составили 519 млн долл. (688 млн долл. в 2008 году).

В 2009 году на **Ухтинском НПЗ** было завершено строительство блока изомеризации. Блок, предназначенный для получения высокооктанового компонента бензинов, не содержащего сернистых соединений, бензола и ароматики, позволил Ухтинскому НПЗ начать производство автомобильных бензинов, соответствующих экологическим требованиям Евро-3 и Евро-4. Проектная мощность блока по сырью составляет 120 тыс. т/год. Инвестиции в строительство блока составили около 40 млн долл.

В 2009 году на **Нижегородском НПЗ** было организовано производство автомобильного бензина ЭКТО-98 с улучшенными свойствами. Реализация проекта будет способствовать увеличению глубины переработки, росту эффективности производства на НПЗ и получению дополнительной прибыли.

На **Волгоградском НПЗ** в 2009 году были введены в эксплуатацию установка производства инертного газа и установка рекуперации паров на наливной эстакаде.

На заводе был реализован также проект модернизации теплообмена на одной из установок каталитического риформинга.

На **Пермском НПЗ** Компании в отчетном году в рамках программы модернизации технологических трубчатых печей были введены в эксплуатацию печи на установках АВТ и печи гидроочистки дизельного топлива. Кроме того, на заводе были введены в эксплуатацию автоматизированные линии затаривания масел.

Зарубежные НПЗ

Объем переработки на зарубежных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», включая долю в переработке на комплексах ISAB и TRN, в 2009 году достиг 18,24 млн т, что на 50,8% превышает уровень 2008 года. Столь значительное увеличение объясняется приобретением долей в НПЗ ISAB и НПЗ TRN, а также вводом в эксплуатацию Одесского НПЗ после модернизации в апреле 2008 года. В связи с направлением существенных объемов нефти на комплекс ISAB и НПЗ TRN в отчетном году наблюдалось снижение объема переработки нефти за рубежом на сторонних НПЗ. Он составил 1,73 млн т по сравнению с 2,29 млн т в 2008 году.

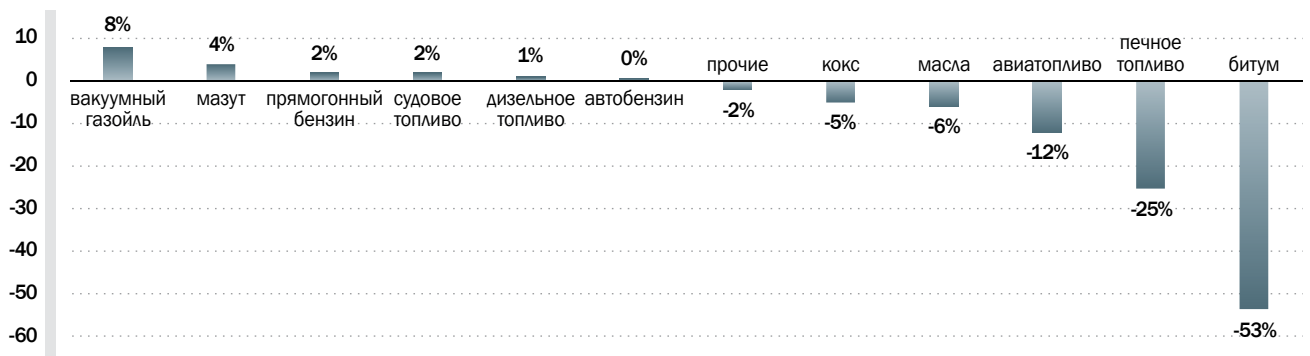
В целом с учетом процессинга ЛУКОЙЛ переработал 19,97 млн т нефти, что на 38,8% больше аналогичного показателя за 2008 год. Средняя загрузка мощностей собственных НПЗ Группы за рубежом в 2009 году составила 75,3%.

Глубина переработки нефти в среднем по зарубежным НПЗ (без учета комплекса ISAB и НПЗ TRN) составила 79,9%, что несколько выше уровня 2008 года; выход светлых нефтепродуктов (без учета комплекса ISAB и НПЗ TRN) был на уровне 65,2% (62,2% в 2008 году). Безвозвратные потери в 2009 году уменьшились с 0,93 до 0,86%.

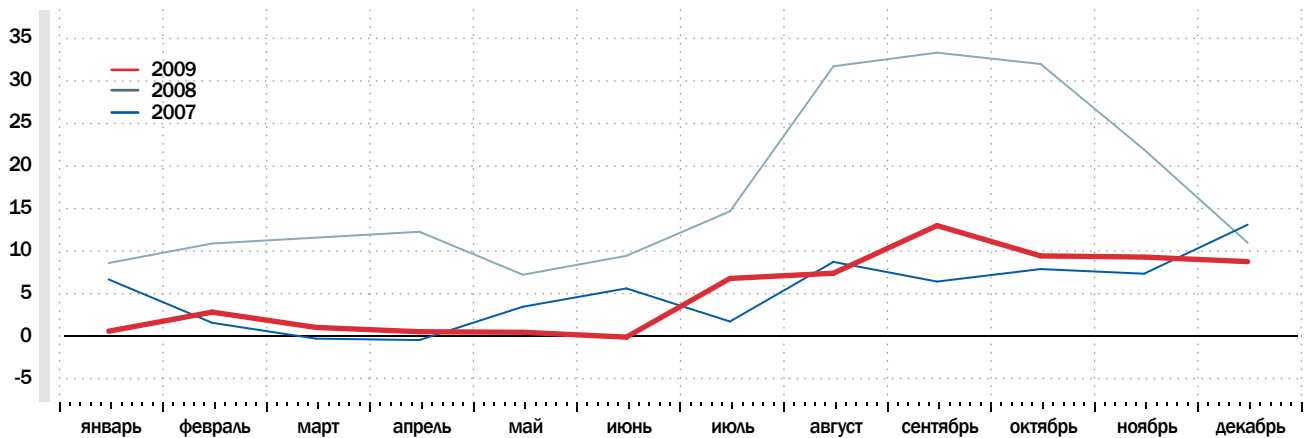
Капитальные вложения в модернизацию НПЗ Группы за рубежом составили в 2009 году 308 млн долл. (335 млн долл. в 2008 году), инвестиции – 1 666 млн долл.

В 2009 году на **Одесском НПЗ (Украина)** были завершены работы по реконструкции гидроочистки керосиногазойлевых фракций. Это позволит обеспечить на заводе выпуск дизельного топлива с содержанием серы в соответствии со стандартами Евро-4 и Евро-5.

ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НПЗ КОМПАНИИ В 2009 ГОДУ ПО СРАВНЕНИЮ С 2008 ГОДОМ, %¹



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



На НПЗ в Бургасе (Болгария) была введена в эксплуатацию новая установка серноокислотного алкилирования (СКА) мощностью 300 тыс. т/год. Пуск новой установки позволит полностью вывести из эксплуатации имеющуюся на НПЗ технологически устаревшую установку СКА мощностью 215 тыс. т/год. Инвестиции в новый производственный объект составили более 90 млн долл. Установка спроектирована с использованием передовых технологий, что позволяет существенно увеличить показатель октанового числа алкилата и повысить качество производимых автобензинов, а также снизить уровень загрязнения атмосферы и уменьшить потребление энергоресурсов, материалов и реагентов, необходимых для производства.

В отчетном году была завершена модернизация установки гидроочистки дизельного топлива для выпуска топлива по стандарту Евро-5. Были разработаны также базовые проекты установок гидрокрекинга гудрона и гидрокрекинга вакуумного газойля. Разработка проектов происходила в рамках строительства комплекса переработки тяжелых остатков.

На НПЗ Петротел-ЛУКОЙЛ (Румыния) в 2009 году была завершена реконструкция установок гидроочистки дизельного топлива, каталитического крекинга, гидроочистки бензина каталитического крекинга и производства МТБЭ/ТАМЭ, а также вакуумного блока установки АВТ-1. Было завершено строительство установки производства водорода. Данные проекты обеспечили возможность производства в отчетном году топлив, соответствующих стандарту Евро-5, и способствовали повышению экологической безопасности завода.

Объем переработки нефти на нефтеперерабатывающем комплексе ISAB (о. Сицилия, Италия), 49%-я доля в котором была приобретена в 2008 году, в отчетном году составил 6,17 млн т (доля Группы).

В сентябре 2009 года Компания начала переработку нефти на НПЗ TRN (Нидерланды), завершив сделку по приобретению 45%-й доли в заводе. С сентября по декабрь 2009 года на НПЗ было переработано 1,53 млн т нефти и нефтепродуктов (доля Группы).

¹ Без учета мини-НПЗ, комплекса ISAB и НПЗ TRN.

Приобретение нефтеперерабатывающего завода TRN

В июне 2009 года в рамках реализации стратегии Группы по развитию нефтеперерабатывающего сегмента в Западной Европе было подписано соглашение с французской компанией TOTAL S.A. (далее – Total) о приобретении 45%-й доли участия в нефтеперерабатывающем заводе TOTAL Raffinaderij Nederland N.V. (Влиссинген, Нидерланды).

НПЗ TRN является одним из крупнейших и самых высокотехнологичных в Западной Европе. Приобретение доли в заводе способствовало увеличению нефтеперерабатывающих мощностей компании «ЛУКОЙЛ» в целом на 5%, зарубежных – на 16%.

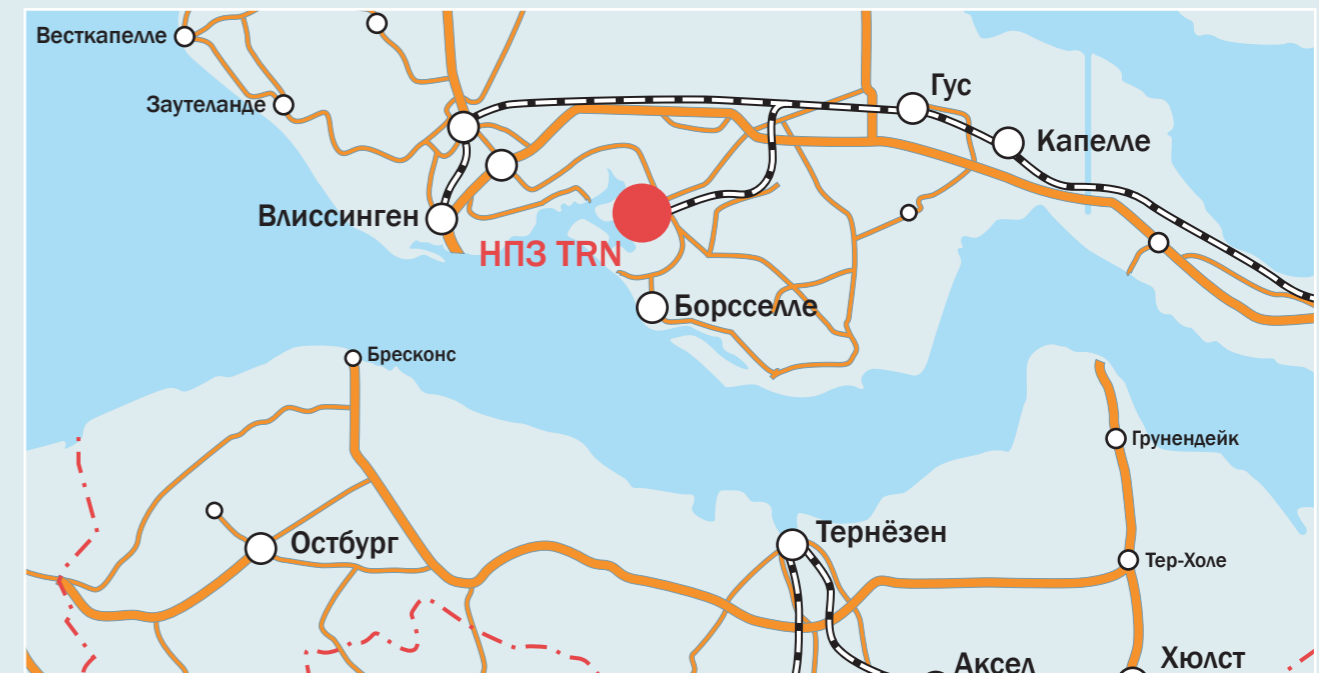
Группа завершила процесс приобретения 45% акций НПЗ TRN 1 сентября 2009 года. Сумма сделки составила около 700 млн долл. Управление совместным предприятием осуществляется на паритетной основе.

Приобретение доли в НПЗ позволяет улучшить сбалансированность портфеля нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих активов Компании, приблизив его к показателям других вертикально интегрированных нефтяных компаний. В частности, благодаря этому приобретению соотношение перерабатывающих мощностей и добычи нефти близко к оптимальному для Группы уровню в 75% (по состоянию на конец 2009 года).

TRN расположен в крупнейшем нефтеперерабатывающем и торговом узле северо-западной Европы АРА (регион Амстердам – Роттердам – Антверпен), в непосредственной близости к рынкам сбыта конечной продукции с высокой добавленной стоимостью. Около 90% продукции завода реализуется на территории Бельгии и Нидерландов, а также Германии и Швейцарии. Приобретение доли в заводе способствует также упрочению торговых позиций и объемов поставок нефтепродуктов на АЗС Компании в странах Западной Европы.

Характеристика НПЗ TRN

Нефтеперерабатывающий завод TRN был запущен компанией Total в 1973 году. В настоящее время завод является одним из самых высокотехнологичных заводов в Западной Европе, с индексом слож-



ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ НПЗ TRN

ности Нельсона 9,8 и мощностью первичной переработки 7,9 млн т/год.

Управление заводом осуществляется по процессинговой схеме. Группа обеспечивает поставки нефти и другого сырья и получает готовые нефтепродукты в соответствии со своей долей участия.

Активы группы «ЛУКОЙЛ» включают в себя 45%-ю долю всех установок завода (а также 100% второй установки по производству водорода, кроме установок по производству бензина (полностью принадлежат Total). Группа делает ставку на производство средних дистиллятов (в первую очередь дизельного топлива), спрос на которые в Европе будет расти. При этом спрос на бензин в европейских странах постепенно снижается.

Завод TRN оснащен одной из самых крупных установок гидрокрекинга (мощностью около 3,5 млн т/год). НПЗ имеет возможность перерабатывать различные сорта нефти, в том числе высокосернистые.

В 2009 году глубина переработки нефти заводом (на основе данных за сентябрь–декабрь 2009 года, по доле Группы) составила 71%, выход светлых нефтепродуктов – 65%. Наибольшая доля выпуска продукции приходится на дизельное и бункеровочное топливо (30% и 23% выпуска товарной продукции соответственно в сентябре–декабре 2009 года).

НПЗ обладает уникальными логистическими и инфраструктурными характеристиками. В частности, заводу принадлежит 22% в нефтяном терминале Maasvlakte Olie (Роттердам), общая емкость которого составляет 4 млн т. Кроме того, НПЗ имеет доступ к морскому терминалу Borsele, пристани Van Cittershaven и автомобильной эстакаде. В распоряжении НПЗ есть трубопровод для транспортировки нефти и 54 резервуара, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов.



- Нефтеперерабатывающий сектор Нидерландов – один из самых крупных в Европейском союзе. В стране действует 5 НПЗ, принадлежащих 6 различным компаниям, совокупной мощностью около 1,3 млн барр./сут. На долю НПЗ TRN приходится около 13% мощностей страны.

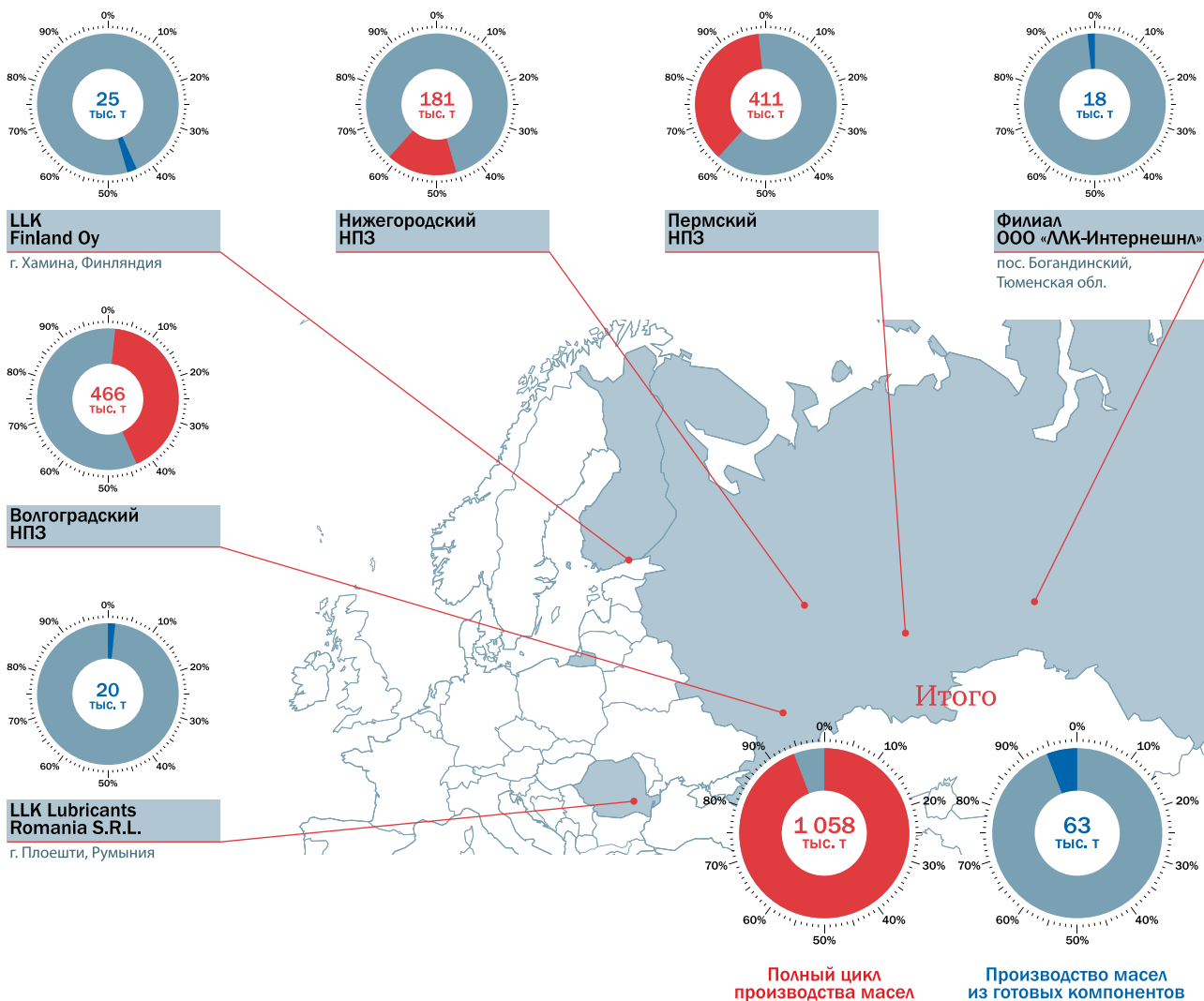
ИСТОРИЯ НПЗ TRN

- НПЗ TRN был запущен компанией Total в 1973 году.
- В 1980 году компания Dow приобретает 20%-ю долю в НПЗ.
- В начале 1980-х годов на НПЗ осуществляется модернизация, в результате которой в 1986 году осуществляется запуск установки гидрокрекинга. Доля Dow в акционерном капитале завода увеличивается до 45%.
- Начиная с 1990 года завод постоянно модернизируется, оставаясь одним из самых высокотехнологичных в Европе (введены установки по очистке керосиновой фракции и по производству серы, расширены мощности реактора гидроочистки средних дистиллятов для производства дизельного топлива с содержанием серы 50 ppm). Одним из последних крупных проектов модернизации НПЗ является проект реконструкции установки гидрокрекинга с увеличением мощности самой установки (был завершен в 2004 году).

Производство масел

Производство и продажа масел – важное направление деятельности компании «ЛУКОЙЛ». Группа непрерывно совершенствует качество выпускаемой продукции и расширяет ее ассортимент, а также повышает эффективность системы продаж и проводит географическую диверсификацию деятельности.

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА ЗАВОДАХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»





ЛУКОЙЛ – лидер российского рынка смазочных материалов. Доля Группы в производстве масел в стране составляет около 44%. Производство масел осуществляется на НПЗ Группы в Перми, Волгограде, Нижнем Новгороде. Компания занимается также смешением масел из готовых компонентов (собственных и закупаемых у третьих лиц) на предприятиях в России, Финляндии, Румынии.

В 2009 году объем производства масел на НПЗ Группы составил 1,06 млн т. Кроме того, объем смешения масел достиг 63 тыс. т. Выпуск фасованных масел составил 205 тыс. т (231 тыс. т в 2008 году).

На сегодняшний день ЛУКОЙЛ выпускает около 190 марок масел, отвечающих современным международным требованиям. Среди них – моторные и трансмиссионные масла для всех видов транспорта, базовые масла (используются в качестве сырья для производства масел, смазок, присадок), промышленные масла для промышленного оборудования. Помимо масел, Группа также производит более 20 марок прочей продукции масляного профиля и более 10 марок охлаждающих жидкостей.

В 2009 году была проведена значительная работа, направленная на повышение эффективности реализации масел. В частности, продолжилось развитие

программы импортозамещения. В результате объем продаж промышленных масел увеличился на 26% по сравнению с 2008 годом. В отчетном году было начато производство новых продуктов автохимии – тосолов и антифризов, омывающих жидкостей. Была подготовлена реструктуризация дилерской сети: с 2010 года были введены унифицированные системы кредитования, ценообразования и мотивации дилеров.

В течение года Компания приступила к производству 43 новых продуктов и получила 25 одобрений от производителей оборудования и техники.

В 2009 году доля СП «ЛЛК-Нафтан» (совместного предприятия Группы и НПЗ «Нафтан» в Республике Беларусь) в обеспечении потребностей Группы в присадках для производства масел составила 34%. В среднесрочной перспективе этот показатель планируется довести до 80%. С момента создания СП в 2006 году выпуск его продукции увеличился почти в 7 раз, с 3 до 20 тыс. т.

МОТОРНЫЕ МАСЛА ЛУКОЙЛ

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

Высокий уровень эксплуатационных свойств масел «ЛУКОЙЛ» отмечен крупными автопроизводителями в России и за рубежом. Моторные масла Компании прошли испытания в западных сертификационных центрах на двигателях DaimlerChrysler, BMW, Volkswagen, MAN, Porsche, Volvo, Renault trucks, Cummins и были одобрены к применению. В 2009 году было получено 25 одобрений продукции от производителей оборудования и техники.



Деятельность Компании по продаже масел охватывает более 40 стран мира, причем ее география постоянно расширяется. Так, в 2009 году Компания начала реализацию масел на новых рынках – в Ливане, Алжире, Израиле, Индии, Вьетнаме, Туркмении, Тайване, Пакистане, Ираке, Иордании.

В 2009 году активно развивалась реализация масел на рынке Турции. Были заключены контракты

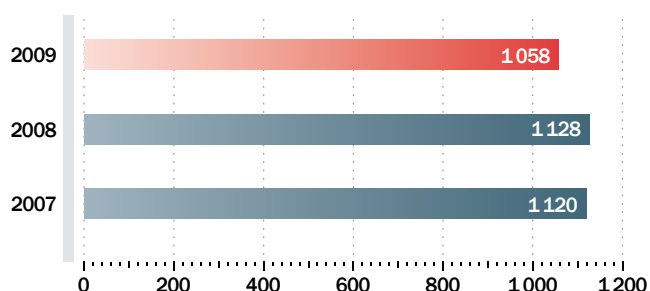
на поставку с более чем 500 станциями технического обслуживания ведущих мировых брендов, таких как Mercedes, Ford, Mitsubishi, Renault, Man, Toyota, Opel, Iveco, Skoda и др.

Непрерывное расширение ассортимента и повышение качества масел способствуют росту продаж Компании. Так, объем продаж фирменных масел в 2009 году превысил 190 тыс. т, что на 6% выше уровня 2008 года. Основными рынками сбыта фирменных масел являлись Россия, Казахстан, Финляндия. Наибольший рост по сравнению с 2008 годом был достигнут в объемах продаж фасованных масел в Беларуси – на 12%, в том числе фирменных масел – на 39%.

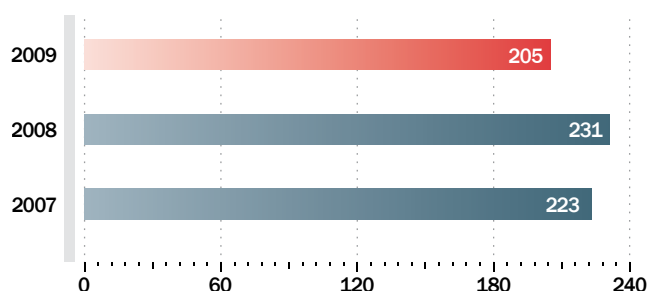
Важным событием 2009 года стало начало деятельности по реализации судовых масел, производимых Группой. В июне и августе 2009 года получены одобрения на использование судового масла нового поколения «ЛУКОЙЛ НАВИГО» в самых современных двигателях (включая MAN, B&W и Wartsila). По состоянию на конец 2009 года судовые масла Компании доступны в 122 портах 24 стран Европы, Америки, Азии и Ближнего Востока.

Особое внимание в современном подходе Компании к бизнесу масел уделяется отношениям с клиентами. ЛУКОЙЛ – одна из первых компаний в отрасли, которая предлагает комплексный сервис, обеспечивая полное сопровождение товара, начиная с размещения клиентской заявки на его отгрузку и заканчивая организацией утилизации отработанных масел. Это позволяет Компании реализовывать конечному потребителю более 80% производимой продукции.

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА НПЗ,
ТЫС. Т



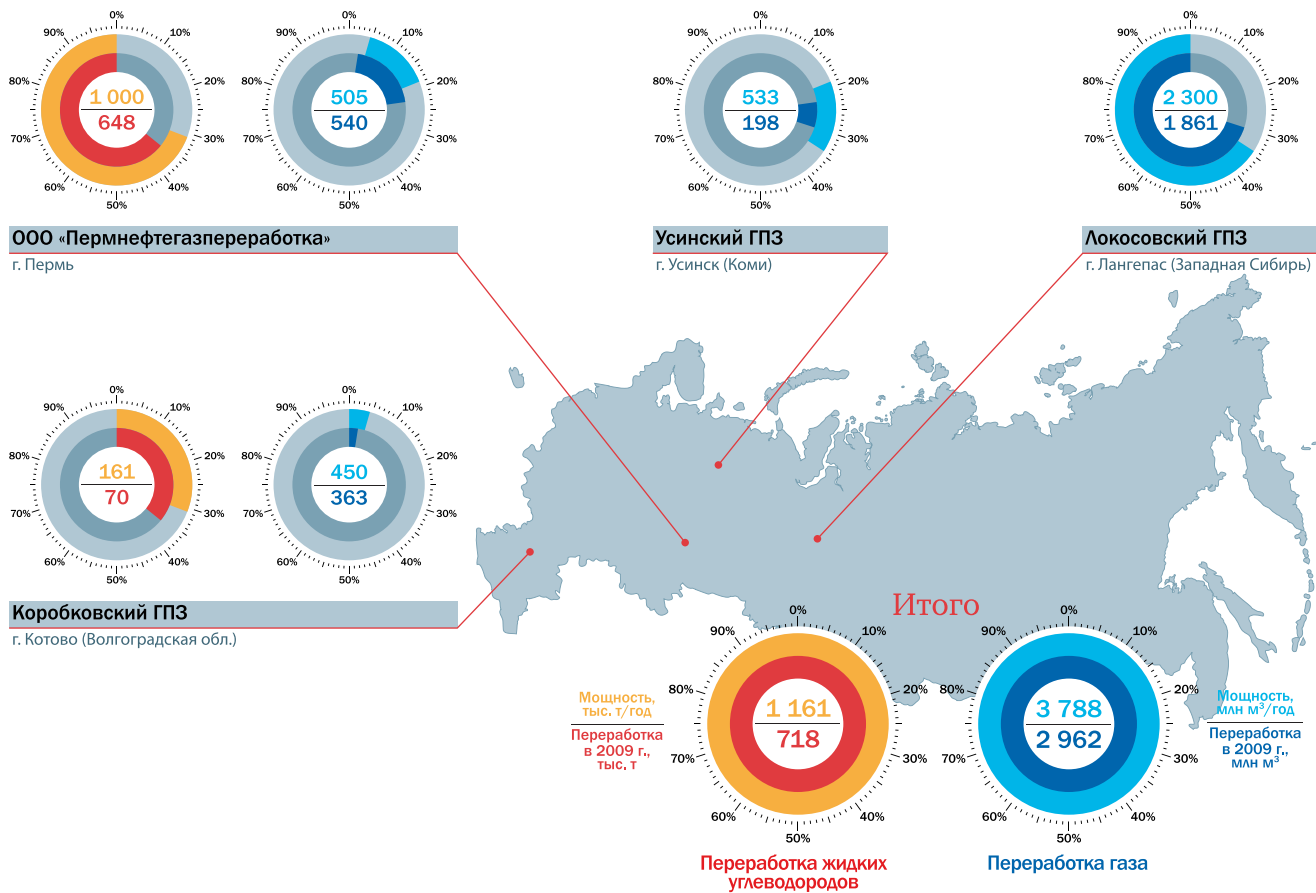
ПРОИЗВОДСТВО ФАСОВАННЫХ МАСЕЛ,
ТЫС. Т



Газопереработка

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

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



В 2009 году газоперерабатывающими заводами Компании было переработано 2 962 млн м³ газового сырья и 718 тыс. т широкой фракции легких углеводородов, что ниже уровня 2008 года на 9 и 17% соответственно. Снижение объемов произошло из-за падения спроса на продукцию переработки, а также в связи с ремонтом компрессора нефтяного газа на Коробковском ГПЗ (ремонт был завершен в ноябре 2009 года).

На заводах Компании было выработано 2 346 млн м³ отбензиненного газа, 785 тыс. т сжиженных газов и 838 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексангептановая фракции, широкая фракция легких углеводородов).

В отчетном году на **Усинском ГПЗ** Компании продолжалось строительство установки компримирования нефтяного газа мощностью 500 млн м³/год и установки сероочистки мощностью 100 млн м³/год.

В **ООО «Пермнефтегазпереработка»** был реализован ряд проектов, направленных на достижение 95%-го уровня утилизации попутного нефтяного газа. В отчетном году проводилась активная работа по снижению затрат во всех сферах и повышению доходности.

На **Локосовском ГПЗ** в 2009 году не проводилось крупных проектов модернизации. Введены в эксплуатацию две вертикально-факельные печи цилиндрического типа, что позволило повысить надежность работы технологического оборудования. Были оптимизированы направления поставок ШФЛУ, в том числе поставки в адрес **ООО «Ставролен»** увеличены в 7 раз.

На **Коробковском ГПЗ** осуществлялись мероприятия по реконструкции ГПЗ (капитальный ремонт дожимной компрессорной станции, строительство пропановой холодильной установки) и приведению завода к современным технологическим и экологическим нормам.

Взгляд от первого лица

Рауф Раисович Гафаров,
генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-Коробковский ГПЗ»



В трудовой книжке Рауфа Гафарова всего одно место работы – Коробковский газоперерабатывающий завод, однако записей в трудовой книжке много – они отражают 33 года его непрерывного трудового пути от должности оператора технологической установки до генерального директора.

– Какой период Вашей работы запомнился больше всего?

– Первая моя должность – оператор технологических установок. Интересно было все, ведь то, чему нас обучали в институте, как и любая теория, отличалось от практики. А еще я тогда понял, что многое в жизни зависит все-таки от самого человека. Дело не только в знаниях, которые получаешь в вузе, – по окончании вуза у всех равные права. Главное в другом – не бросать, а продолжать учиться и идти вперед.

– На Коробковском ГПЗ проходит активная модернизация, было введено в эксплуатацию множество новых современных установок. Какие планы на будущее?

– В рамках завершающейся модернизации производства у нас ожидается пуск пропановой холодильной установки. Полностью Программа реконструкции должна быть реализована в 2012 году. Это будет совершенно новое предприятие, оснащенное современным высокотехнологическим оборудованием, передовыми технологиями газопереработки. В планах – увеличение рентабельности производства. Думаю, справимся: коллектив у нас надежный.

Нефтехимия

Нефтехимический сектор группы «ЛУКОЙЛ» – один из крупнейших в России, странах СНГ и Восточной Европы. Компания производит на предприятиях России, Украины, 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 30 стран мира.

В соответствии со стратегией развития нефтехимического сектора ЛУКОЙЛ планомерно увеличивает производство продукции с высокой добавленной стоимостью (полимеры, мономеры и продукция органического синтеза) и снижает производство продукции с низкой добавленной стоимостью (побочные продукты пиролиза, топливные фракции).

В 2009 году объем производства продукции на нефтехимических заводах группы «ЛУКОЙЛ» составил 902 тыс. т, что на 38% ниже по сравнению с 2008 годом. Снижение объемов производства объясняется остановкой на реконструкцию ООО «Карпатнефтехим» в мае 2008 года, а также сокращением спроса на нефтехимическую продукцию.

В 2009 году для рынка нефтехимической продукции была характерна значительная волатильность: с одной стороны, стремительное падение цен в первой половине года (начавшееся еще в конце 2008 года), с другой – умеренное восстановление во второй. В результате по итогам года цена реализации полиэтилена в России снизилась на 11,7%, полипропилена – на 18,4%, бензола – на 16,9%. В Европе наблюдалось более существенное сокращение цен на все указанные виды продукции: полиэтилена – на 27,4%, полипропилена – на 27,6%, бензола – на 32,8%.

В рамках стратегии развития нефтехимического сектора группы «ЛУКОЙЛ» в 2009 году осуществля-

лись мероприятия, направленные на модернизацию существующих и создание новых производств. Капитальные расходы Компании в нефтехимическом секторе составили 113 млн долл.

В мае 2008 года завод ООО «Карпатнефтехим» был остановлен для проведения масштабной реконструкции. В частности, в 2009 году были завершены строительные-монтажные работы по проекту строительства установки по производству хлора и каустической соды методом мембранного электролиза. Мощность установки составляет 182 тыс. т/год газообразного хлора и 200 тыс. т/год каустической соды. Реализация этого проекта позволит заводу начать выпуск каустической соды в соответствии с мировыми стандартами качества, а также полностью обеспечивать собственные потребности в хлоре. Ввод установки в эксплуатацию запланирован на середину 2010 года.

На заводе продолжалось строительство установки по производству суспензионного поливинилхлорида мощностью 300 тыс. т/год. Интеграция этого производства с производством винилхлорида позволит значительно повысить общую эффективность производства. Ввод установки в эксплуатацию запланирован на конец 2010 года.

В отчетном году ООО «Саратоворгсинтез» проводило плановые ремонтные работы. Производство цианида натрия, созданное в 2008 году, было введено на проектную мощность (15 тыс. т/год), была достигнута экономия сырья и энергоресурсов.

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 Нефтехим Бургас» АД

г. Бургас (Болгария)

— Производство полимеров и продукции органического синтеза



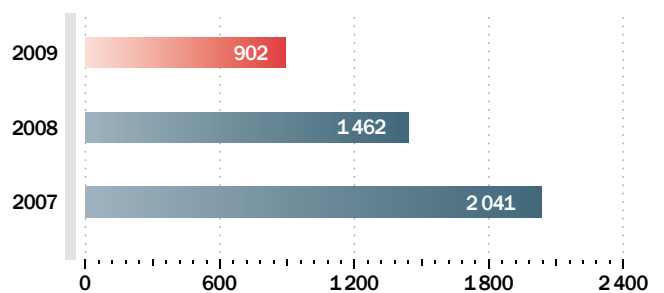
В 2009 году на ООО «Ставролен» для увеличения слива и объема переработки газового сырья с 200 до 400 тыс. т/год продолжалась реконструкция склада сжиженных углеводородных газов. Ввод объекта в эксплуатацию запланирован на 2010 год. В четвертом квартале 2009 года освоена проектная мощность производства полипропилена (360 т/сут) и новых высокоиндексных марок с высокой добавленной стоимостью. В отчетном году введена в эксплуатацию новая линия компаундирования полиэтилена. Кроме того, были снижены нормы расхода электроэнергии на производстве полиэтилена и полипропилена и природного газа на производстве олефинов.

Одним из основных проектов, который планирует реализовать в ближайшие годы, является создание Каспийского газохимического комплекса. Он будет использовать ресурсы углеводородного сырья, добываемого группой «ЛУКОЙЛ» в Каспийском регионе. Мощность комплекса составит не менее 600 тыс. т/год этилена.

Этот проект нацелен на увеличение добавленной стоимости за счет углубления переработки газового сырья – этана и широкой фракции легких углеводородов. Проект предусматривает комплексную переработку этилена и его производных в полиэтилен, полипропилен и другую нефтехимическую продукцию.

В 2009 году была осуществлена предпроектная проработка Комплекса, которая включала в себя

ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ, ТЫС. Т



предварительный анализ предложений фирм-лицензиаров и инжиниринговых компаний, а также развитие сотрудничества с правительством Ставропольского края, направленное на увеличение объемов производства и реализации продукции нефтехимии.

На 2010 год в рамках работы над проектом Каспийского газохимического комплекса запланированы определение конфигурации комплекса и разработка мастер-плана проекта, выбор компаний-лицензиаров технологий нефтехимических производств, заключение лицензионных соглашений и начало разработки базовых проектов (прежде всего по переработке попутного нефтяного газа).



ЛУКОЙЛ

Отчет о деятельности 2009

Энергетика

В рамках реализации Программы стратегического развития в ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2008 году был создан новый бизнес-сектор – «Электроэнергетика».

В обновленной стратегии Компании на 2010–2019 годы новому бизнес-сегменту было уделено значительное внимание. В долгосрочной перспективе сектор «Электроэнергетика» станет важным фактором роста денежных потоков и акционерной стоимости Компании.

Энергетика

Новый сектор объединил в себе все направления энергетического бизнеса, начиная от генерации и заканчивая транспортировкой и сбытом тепловой и электрической энергии. Это необходимо для надежного обеспечения собственных потребностей Компании и внешних потребителей тепла и электричества.

В бизнес-сектор «Электроэнергетика», помимо приобретенного в 2008 году ОАО «ЮГК ТГК-8» и собственных электростанций на месторождениях в России, входят также организации, генерирующие электро- и теплоэнергию в Болгарии, Румынии, Украине.

Структурные преобразования

Реструктуризация бизнес-сектора в отчетном году вступила в завершающую стадию. В соответствии с Целевой структурой бизнес-сектора «Электроэнергетика» было создано 7 организаций (4 из них – ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» и ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» – генерирующие), которые в отчетном году приступили к операционной деятельности.

Генерирующие компании управляют активами приобретенного в 2008 году ОАО «ЮГК ТГК-8». Доля Компании в ОАО «ЮГК ТГК-8» в 2009 году была доведена до 100%, а само общество преобразовано из открытого акционерного в общество с ограниченной ответственностью.

Генерация электроэнергии

Общая выработка электрической энергии организациями бизнес-сектора «Электроэнергетика» в 2009 году составила около 14,7 млрд кВтч. Общая вы-

работка тепловой энергии составила 16,9 млн Гкал. Снижение отпуска тепловой энергии обусловлено снижением спроса, а также переносом начала отопительного сезона из-за теплой погоды в Южном федеральном округе.

Компанией проводится постоянная оптимизация производственных затрат организаций бизнес-сектора, осуществляется жесткий контроль за реализацией антикризисных программ в части сокращения непроизводственных затрат.

Малая энергетика

ЛУКОЙЛ активно развивает собственную электроэнергетику на месторождениях Группы. Это позволяет организациям Группы существенно экономить на приобретении электроэнергии и повышать уровень утилизации нефтяного газа, который используется в качестве топлива на газовых электростанциях. В 2009 году на собственных электростанциях Компании было выработано 1 152 млн кВтч электроэнергии, что составляет 8,2% от ее общего производственного потребления.

Повышение уровня надежности энергоснабжения организаций Группы возможно благодаря использованию передовых технологий при реализации инвестиционных проектов строительства и реконструкции объектов собственной технологической генерации. Использование новых технологий позволяет также существенно снижать расходы на энергооб-



спечение за счет увеличения коэффициента полезного действия и использования в качестве топлива собственных продуктов нефтепереработки.

Энергосберегающие технологии

В Компании ведется непрерывная работа по повышению надежности электроснабжения и сокращению затрат энергоресурсов. Ключевыми элементами работы по данным направлениям являются корпоративные программы энергосбережения и повышения надежности энергоснабжения, разработанные на 2006–2010 годы.

В 2009 году в результате реализации программы энергосбережения экономия топливно-энергетических ресурсов составила более 100 млн долл. (более чем в 2 раза превышает показатель 2008 года).

На выполнение мероприятий в рамках программы повышения надежности энергоснабжения в отчетном году было затрачено чуть более 100 млн долл., что примерно на 20% ниже уровня 2008 года (реальный уровень затрат, скорректированный на девальвацию курса рубля, остался на уровне 2008 года). Реализация программы позволила снизить количество случаев нарушения электроснабжения и, соответственно, недобор нефти (почти на 30%).

В Компании утвержден График энергетического обследования (энергоаудита) дочерних нефтегазодобывающих обществ Группы на 2006–2010 годы. Целью проведения энергоаудита является выявление

потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также разработка мероприятий по энергосбережению. В 2009 году в соответствии с Графиком был проведен энергоаудит в ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в ООО «Пермнефтегазпереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и ООО «Саратоворгсинтез».

Специалисты Компании признают огромный потенциал ресурсо- и энергосбережения, которыми обладают альтернативные источники энергии. Приоритетные виды альтернативных возобновляемых источников энергии включают в себя гидро- и ветроэнергетику, солнечную и геотермальную энергетику. В настоящее время развитие альтернативной энергетики проходит по пути реализации небольших проектов, направленных на решение локальных задач по энергообеспечению объектов Компании. Так, в 2009 году Компания установила фотоэлектрические станции на двух АЗС – в Сербии и России (Красная Поляна).

Рациональное использование электроэнергии позволяет существенно снижать затраты Группы на приобретение энергоресурсов. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии установлена и функционирует во всех дочерних обществах Компании. Эта система позволяет снижать затраты на приобретение электроэнергии за счет расчета по тарифам, дифференцированным по зонам суток, повышения точности учета, а также возможности приобретения электроэнергии и мощности на оптовом рынке.



ЛУКОЙЛ

Отчет о деятельности 2009

Поставка и реализация продукции

Стратегия

Оптимизация логистики: снижение
транспортных затрат

Оперативное управление товарными потоками

Увеличение эффективности торговых операций

Увеличение объемов розничной реализации
нефтепродуктов и сопутствующей продукции
и услуг

Оптимизация сети АЗС



Поставки нефти

Суммарный объем поставок нефти Компанией в 2009 году достиг 115 млн т, что превышает уровень 2008 года на 13%. В отчетном году существенно (на 7%) вырос объем экспорта нефти из России благодаря поставкам нефти с Южно-Хыльчюуского месторождения через Варандейский терминал. При этом объем переработки внутри страны остался неизменно высоким (загрузка мощностей достигала 100%).

В России в 2009 году было продано 3,0 млн т нефти, что на 42% превышает уровень 2008 года. Были реализованы схемы замещения при поставках ресурсов группы «ЛУКОЙЛ» на Ярославский и Рязанский НПЗ, что позволило получить экономию логистических затрат по сравнению с экспортной альтернативой в порт Приморск.

В отчетном году в России было закуплено 606 тыс. т нефти по сравнению с 236 тыс. т в 2008 году.

На собственных НПЗ Группы в России было переработано 44,46 млн т, что на 0,6% больше, чем в 2008 году. Проводилась работа по оптимизации поставок на НПЗ Компании. Были заключены прямые договоры между ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и Ухтинским НПЗ, ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз» и Волгоградским НПЗ (ресурс, который поставлялся в систему КТК, был перенаправлен на НПЗ, что принесло положительный экономический эффект). Для получения дополнительной прибыли Компанией было поставлено на процессинг 2,05 млн т нефти на привлеченные российские НПЗ. Важным событием стало подписание в августе 2009 года соглашения по поставкам нефти в адрес башкирских НПЗ. Этот контракт позволяет обеспечить гарантированный сбыт нефти на внутреннем рынке по экспортной формуле.

Экспорт нефти из России дочерними обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) вырос по сравнению с 2008 годом на 6,9%, или до 42,02 млн т, в результате существенных поставок через Варандейский терминал. В страны дальнего зарубежья было экспортировано 33,66 млн т, в страны ближнего зарубежья – 8,36 млн т. В 2009 году Компания осуществляла эффективное управление экспортными поставками, выбирая наиболее выгодные направления.

Основная часть экспорта в 2009 году осуществлялась через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть». Объем таких поставок составил 33,00 млн т (на 8,5% меньше, чем в 2008 году), а их доля в суммарном экспорте составила 79%. Объем экспортных поставок, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», в 2009 году увеличился более чем в 2 раза и составил 9,02 млн т нефти, что связано с вводом в эксплуатацию в 2008 году Варандейского терминала Компании. Цена нефти при таких поставках определялась в соответствии с фактическим качеством поставляемой нефти, с премией к цене Юралс. (В связи с отсутствием банка качества в системе ОАО «АК «Транснефть» нефть любого качества, поставляемая через эту систему, реализуется по цене нефти сорта Юралс, которая в результате и является основным сырьевым экспортным товаром Компании.)

Всего в 2009 году через собственные терминалы Компании, которые позволяют сократить транспортные затраты и сделать схемы поставок более гибкими, было экспортировано 8,7 млн т нефти по сравнению с 2,8 млн т в 2008 году.

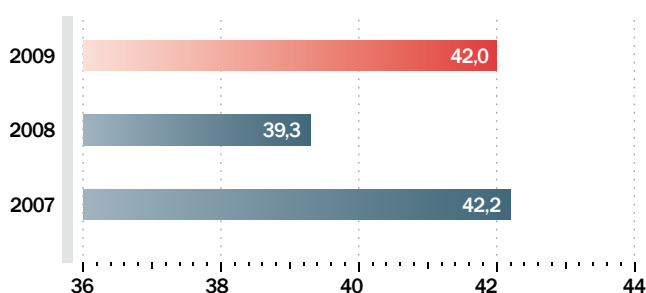
Важным достижением 2009 года стала проработка и осуществление новой логистической схемы поставки нефти компанией «РИТЭК» через Северный морской путь. В условиях снижения фрахтовых ставок судов и низких ставок на демередж реализован наиболее экономически выгодный вариант экспорта с привлечением инфраструктуры группы «ЛУКОЙЛ» (прямые рейсы в Европу и использование накопителя ЛИТАСКО в Мурманске).

В рамках работы по увеличению эффективности поставок нефти в 2009 году Компания продолжала применять новый подход к принципам ценообразо-

ВАРАНДЕЙСКИЙ ТЕРМИНАЛ



ЭКСПОРТ НЕФТИ, МЛН Т



вания. Такой подход позволяет учитывать изменения конъюнктуры мирового рынка при реализации нефти в России и странах ближнего зарубежья. Это оказывает положительное влияние на качество принимаемых коммерческих решений за счет обоснованности и предсказуемости экономических результатов на этапе планирования поставок.

Поставки сырья на зарубежные заводы группы «ЛУКОЙЛ», на комплекс ISAB и завод TRN составили 18,24 млн т, увеличившись по сравнению с 2008 годом на рекордные 50,7% в результате приобретения долей в заводах на территории Западной Европы. Кроме того, Компания поставляла нефть на процессинг на сторонние НПЗ (Нафтан и Мозырский НПЗ в Беларуси, НПЗ Панчево в Сербии). Объем этих поставок составил в отчетном году 1,73 млн т, что почти на 25% ниже уровня 2008 года.

На международном рынке было реализовано 46,98 млн т нефти, в том числе 5,33 млн т – в странах ближнего зарубежья и 41,65 млн т – в странах дальнего зарубежья.

В 2008 году группа «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию Варандейский нефтяной отгрузочный терминал пропускной способностью до 12 млн т/год (240 тыс. барр./сут) нефти. Основным источником сырья для терминала является нефть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в первую очередь с Южно-Хыльчюского месторождения, введенного в эксплуатацию летом 2008 года.

За время работы над проектом были построены и введены в эксплуатацию стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал, береговой резервуарный парк емкостью 325 тыс. м³, две нитки подводного трубопровода, а также узел учета нефти, вспомогательные резервуары, насосная станция, объекты энергообеспечения, вахтовый поселок и другие инфраструктурные объекты. Объем капиталовложений за весь период строительства составил 1,1 млрд долл.

Терминал работает по следующей схеме: челночные танкеры ледового класса дедвейтом 70 тыс. т поставляют нефть до плавучего нефтехранилища, расположенного в незамерзающих водах вблизи Мурманска, откуда линейные танкеры дедвейтом 150 тыс. т транспортируют ее в Западную Европу и США. В 2009 году через терминал было отгружено около 7,7 млн т нефти.

Поставки газа

Газовый бизнес – это новый динамично развивающийся сегмент деятельности группы «ЛУКОЙЛ». Его расширение является одной из стратегических задач и направлено на коммерциализацию запасов газа и увеличение стоимости Компании.

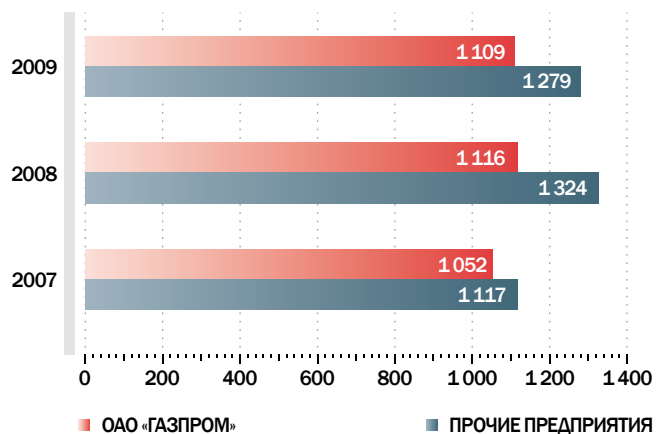
В 2009 году поставка природного, попутного нефтяного и отбензиненного и сухого газа российскими организациями Группы составила 10 947 млн м³. В том числе Группа реализовала 7 584 млн м³ газа в адрес ОАО «Газпром» (включая почти 6 млрд м³ природного газа с Находкинского месторождения Компании) и 3 363 млн м³ газа – прочим потребителям. Снижение объемов реализации газа вызвано сокращением мирового спроса на газ и соответственным ограничением по приему газа со стороны ОАО «Газпром».

Средневзвешенная цена реализации газа в отчетном году в результате роста доли высокоэффективных поставок конечным потребителям осталась на уровне 2008 года и составила 1 152 руб./тыс. м³ (1 109 руб./тыс. м³ в адрес ОАО «Газпром» и 1 279 руб./тыс. м³ в адрес конечных потребителей).

В 2009 году для увеличения прибыли от реализации и упрощения схемы поставки газа конечным потребителям осуществлялись значительные поставки газа через ООО «Газ-Ойл Трейдинг», созданное на паритетной основе совместное предприятие дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром». Создание совместного предприятия позволило установить единый подход к ценообразованию и упростить организацию транспортировки газа по газотранспортной системе ОАО «Газпром».

С целью минимизации затрат в отчетном году Компания проводила подготовительную работу по заключению договоров на поставку газа напрямую конечным потребителям (в частности ООО «ЮГК ТГК-8»), минуя посредников.

ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА ОАО «ЛУКОЙЛ», РУБ./ТЫС. М³



Газовый баланс



Сбыт нефтепродуктов

Оптовая торговля нефтепродуктами

В России оптовую торговлю нефтепродуктами осуществляют НПЗ и 7 организаций нефтепродуктообеспечения Группы, которые работают в 62 регионах страны. Объем оптовых продаж нефтепродуктов в стране в отчетном году составил 9,80 млн т, что на 26,4% ниже уровня 2008 года. Постепенное повышение мировых цен на нефть в 2009 году сказалось и на ценах внутреннего рынка на основные нефтепродукты (они оставались на 10–20% выше экспортных цен с учетом затрат на транспортировку и экспортных пошлин).

На экспорт в ближнее и дальнее зарубежье организациями Компании в отчетном году было отгружено 27,8 млн т нефтепродуктов, что на 7,7% превышает аналогичный показатель 2008 года. В структуре экспорта преобладали топочный мазут, дизельное топливо/газойль и вакуумный газойль, на долю которых пришлось 89,4% суммарных объемов экспорта. Структура экспорта нефтепродуктов, производимых Компанией, в общем и целом соответствует общероссийской структуре экспорта. В рамках повышения эффективности сбыта продолжалось оперативное управление поставками нефтепродуктов с НПЗ Группы.

В 2009 году железнодорожный транспорт продолжал оставаться основным видом транспортировки нефтепродуктов Группы на экспорт. Этим видом транспорта было экспортировано более 80% нефтепродуктов. Продолжалась оптимизация железнодорожных поставок нефтепродуктов, которая заключается в использовании собственных вагонов и вагонов частных компаний, снижении тарифных ставок и получении скидок по основным экспортным направлениям. Таким образом Компания успешно справляется с задачей по сдерживанию роста стоимости железнодорожных перевозок.

В 2009 году продолжалась реализация заключенного в 2007 году соглашения с ОАО «РЖД» о развитии железнодорожной инфраструктуры для обеспечения перевозки железнодорожным транспортом нефтепродуктов к терминалу в Высоцке в объеме до 12 млн т/год. В 2008 году было принято решение о рассмотрении возможности увеличения объема перевозки до 14 млн т. С целью оптимизации и повышения эффективности поставок нефтепродуктов в отчетном году объем перевалки через терминал составил 13,7 млн т нефтепродуктов.

Экспорт нефтепродуктов осуществляется также водным транспортом. В 2009 году для минимизации транспортных расходов и диверсификации направлений поставок нефтепродуктов перевалка грузов Компании в основном осуществлялась в россий-

ских портах. Были оптимизированы схемы поставки темных нефтепродуктов: Компания полностью отказалась от поставок мазута через порты Украины, что позволило сократить транспортные затраты на 14 млн долл. Благодаря перенаправлению дополнительных объемов мазута в размере до 1 млн т с порта Санкт-Петербурга на терминал в Высоцке Компании удалось снизить транспортные расходы еще на 16 млн долл. Кроме того, в конце 2009 года был осуществлен переход на нулевую ставку НДС при транспортировке нефтепродуктов в направлении Приморска. Это позволило не отвлекать оборотные средства для уплаты налоговых отчислений (около 1 млн долл. ежемесячно).

Компания ведет непрерывную работу по оптимизации направлений поставок нефтепродуктов. Так, например, в 2009 году была произведена частичная переориентация потоков дизельного топлива EN 590 с содержанием серы 10 ppm с Высоцка на порт в Приморск, что способствовало снижению затрат более чем на 13 млн долл.

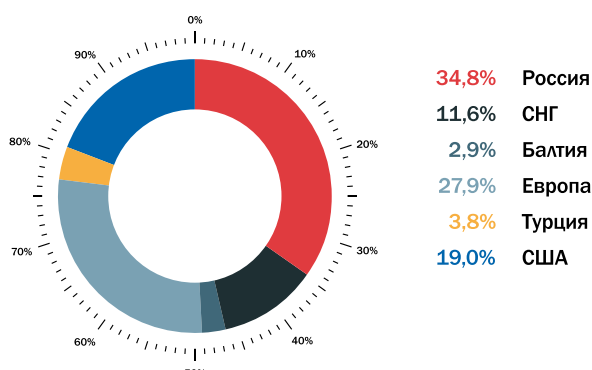
С началом навигационного периода нефтепродукты поставляются на экспорт танкерами с речных терминалов Компании, что позволяет значительно снизить транспортные расходы. Более того, в результате проведенных переговоров с судовладельцами были снижены ставки речного фрахта, что дало возможность сократить на 8 млн долл. расходы на навигацию 2009 года в сравнении с навигацией 2008 года.

Около 9% экспорта нефтепродуктов было осуществлено посредством трубопроводного транспорта. С вводом в эксплуатацию трубопроводной системы «Север», соединяющей ГПС Кстово и порт Приморск, в сентябре 2008 года объемы такого экспорта в 2009 году возросли более чем на 10%.

ЛУКОЙЛ активно развивает сегмент **международной торговли** нефтепродуктами, увеличивая масштабы и географическую диверсификацию этой деятельности. Целью международной торговли Компании является наиболее эффективное размещение собственных ресурсов, в том числе их продажа напрямую конечным потребителям, минуя сторонних трейдеров. Объем оптовых продаж нефтепродуктов на международном рынке в 2009 году составил 76,89 млн т, что на 13,6% больше по сравнению с 2008 годом.

Торговые офисы группы «ЛУКОЙЛ» расположены в 9 странах мира. ЛУКОЙЛ осуществляет поставки нефти и нефтепродуктов на рынки Европы, США, Азиатско-Тихоокеанского региона, наращивает объемы продаж в новых регионах – Африке, Латинской Америке, на Ближнем Востоке. В целом в отчетном

СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ СОБСТВЕННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ КОМПАНИИ (ОПТ И РОЗНИЦА, 2009)



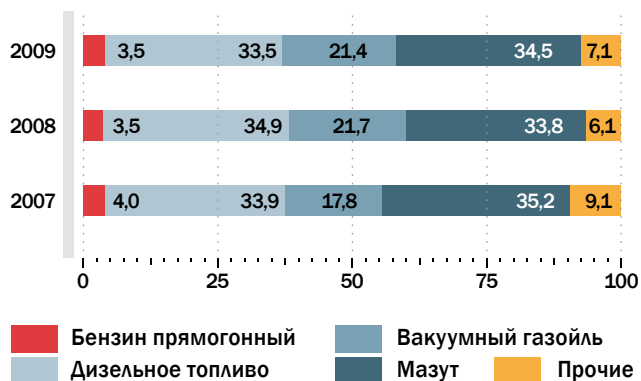
году торговая деятельность Компании охватывала 86 стран мира.

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

Розничная торговля нефтепродуктами

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» охватывает 26 стран, включая Россию, страны ближнего зарубежья и государства Европы (Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина, Болгария, Венгрия, Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Сербия, Черногория, Румыния, Македония, Кипр, Турция, Бельгия, Люксембург, Чехия, Словакия, Хорватия, Босния и Герцеговина), а также США, и насчитывает 199 объектов нефтебазового хозяйства с общей резервуарной емкостью 3,13 млн м³ и 6 620 авто-

СТРУКТУРА ЭКСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ, %



заправочных станций (включая АЗС, работающие по договорам франчайзинга).

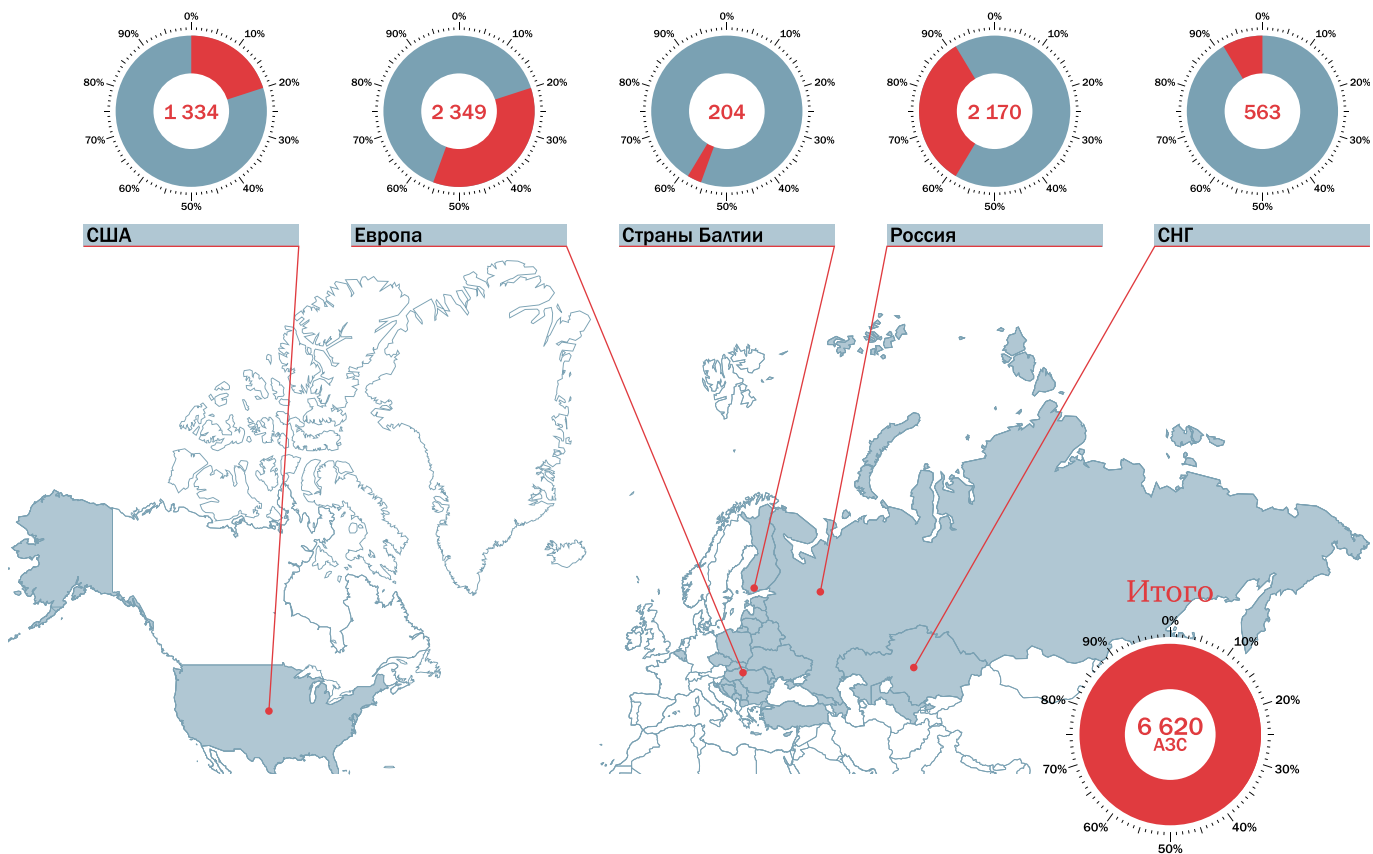
В отчетном году объем розничных продаж нефтепродуктов Компанией остался практически неизменным: через собственные АЗС было реализовано 14,08 млн т нефтепродуктов, что на 0,6% меньше, чем в 2008 году. При этом средняя по Группе реализация на одну АЗС (собственную и арендованную) составила 7,8 т/сут по сравнению с 7,3 т/сут в 2008 году. Рост среднесуточной реализации вызван оптимизацией розничной сети Группы и сокращением числа низкоэффективных АЗС (в частности в США).

Хорошие результаты в основном были достигнуты за счет увеличения объемов продаж на российском рынке, а также роста эффективности деятельности бизнес-сегмента. Розничные продажи на зарубежном рынке снизились на 4,1% в результате снижения платежеспособного спроса и сокращения объемов транспортных перевозок. В соответствии с новой стратегией развития Компания планирует сосредоточиться на оптимизации существующей сети АЗС, снизив активность на рынке приобретений активов. Инвестиции в сектор розничной торговли в 2009 году составили 506 млн долл.

В 2009 году Компания продолжала оптимизацию сбытовой сети, которая заключалась в реконструкции и выводе из состава Компании низкоэффективных АЗС и нефтебаз. В Европе было выведено из со-



СБЫТОВАЯ СЕТЬ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



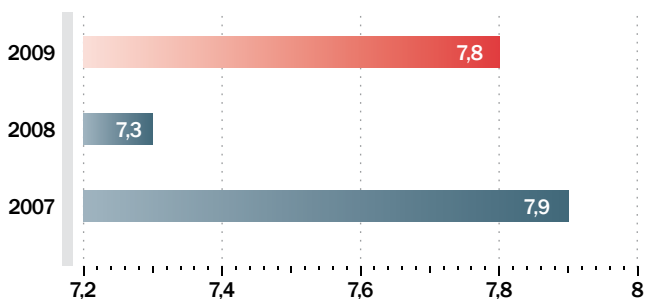
става Группы 7 АЗС, в России выведено из эксплуатации 10 АЗС и 5 объектов нефтебазового хозяйства и продано 16 АЗС и 8 нефтебаз. В США розничная сеть сократилась почти на 200 АЗС с низкой эффективностью. В то же время были продолжены строительство и приобретение высокоэффективных станций, а также реконструкция имеющихся. В Европе было построено 35 АЗС и реконструировано 38. В России было построено 40 АЗС, реконструировано 39. Капитальные вложения в сектор розничной торговли в 2009 году составили 313 млн долл.

В 2009 году было продолжено исполнение программы по развитию сбытовой сети и реализации сжиженных и сжатых газов, предусматривающей увеличение объема продаж этой продукции в России к 2014 году до 530 тыс. т/год. В 2009 году объем реализации сжиженных и сжатых газов организациями Группы в России составил более 120 тыс. т.

По итогам 2009 года сеть многотопливных АЗС (МТАЗС) и газовых АЗС (АГЗС) Группы в России составила 111 станций, при этом, согласно стратегии развития бизнес-сегмента «Переработка и сбыт», к 2013 году их количество увеличится до 318 объектов, а к 2017 году – до 345.

В 2009 году в Санкт-Петербурге Компанией была введена в эксплуатацию первая в России топливно-заправочная станция (ТЗС) двойного назначения («вода–берег»). ТЗС способна обеспечивать заправку топливом как автомобилей (до 500 заправок в сутки), так и маломерных судов в период навигации на Неве (до 60 заправок в сут-

СРЕДНЯЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ОДНУ АЗС КОМПАНИИ, Т/СУТ



ки). Станция построена в строгом соответствии с экологическими требованиями, предъявляемыми как к обычным АЗС, так и к морским терминалам по перевалке нефтепродуктов.

Сеть МТАЗС и АГЗС Группы за рубежом на конец 2009 года насчитывала почти 1 000 станций. Общий объем реализации сжиженных и сжатых газов организациями Компании за границей в отчетном году составил 612 тыс. т (622 тыс. т в 2008 году), в том числе розничная реализация – 369 тыс. т.

Россия

Розничная сеть компании «ЛУКОЙЛ» в России насчитывает 2 170 АЗС (включая франчайзинговые) и 118 объектов нефтебазового хозяйства емкостью 1,37 млн м³. Операторами автозаправочных станций и нефтебаз являются 7 организаций нефтепродукто-

обеспечения, осуществляющих свою деятельность в 62 субъектах РФ.

Объем розничной реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2009 году достиг 6,22 млн т, что на 4,2% превышает уровень 2008 года. Капитальные вложения в российский сектор розничной торговли составили 157 млн долл. (357 млн долл. в 2008 году), инвестиции – 202 млн долл. В рамках программы оптимизации сбытовой сети Компанией в 2009 году было выведено из эксплуатации 10 АЗС и 5 объектов нефтебазового хозяйства, продано 16 АЗС и 8 нефтебаз, сдано в аренду 45 АЗС и законсервированы 3 нефтебазы. В то же время Группа приобрела и построила 61 АЗС, реконструировала 39.

В результате сокращения спроса и снижения объемов перевозок на фоне мирового экономического кризиса реализация нефтепродуктов на одну АЗС Компанией в России в 2009 году несколько сократилась – с 9,8 до 9,3 т/сут.

В 2009 году продолжался уверенный рост продаж фирменных топлив под маркой «ЭКТО», выпуск которых был начат в 2006 году. Так, в декабре 2009 года объем реализации ЭКТО-бензинов составил 132 тыс. т (на 83% выше уровня января отчетного года). Всего в 2009 году было реализовано 1,3 млн т ЭКТО-бензинов (показатель 2008 года превышен на 77%) и 869 тыс. т ЭКТО-дизтоплива (на 23% выше, чем в 2008 году). Расширилась и география реализации новых топлив. Топлива «ЭКТО» по своим свойствам полностью соответствуют европейским экологическим стандартам (бензины – стандарту Евро-3, дизельное топливо – стандарту Евро-4), характеризуются улучшенными эксплуатационными свойствами, и, соответственно, их продажи обеспечивают получение премии за качество. В октябре 2009 года на внутреннем рынке России начата реализация новых автомобильных ЭКТО-бензинов премиум-класса – «ЭКТО Plus» (октановое число 95) и «ЭКТО Sport» (октановое число 98), которые в сравнении с бензинами «ЭКТО» предыдущего поколения обеспечивают увеличение мощности двигателей и экономии топлива.

В ноябре 2009 года ОАО «ЛУКОЙЛ» стало победителем в номинации «Потребителям России – нефтепродукты высокого качества» по итогам исследования розничного рынка РФ в 2008 году, проведенного компанией «ИнфоТЭК-Консалт». Компания награждена за большой вклад в повышение качества российских нефтепродуктов.

В 2009 году продолжалось развитие системы расчетов за нефтепродукты на АЗС с применением топливных карт «ЛИКард». Сеть АЗС, где используются такого рода карты, возросла на 1%, до 2 814 станций, из которых 1 886 принадлежат группе «ЛУКОЙЛ». Количество находящихся в обращении карт увеличилось на 34% и достигло 2,72 млн штук. По ним было реализовано 3,2 млн т нефтепродуктов, что на 8% превышает объем реализации 2008 года.

В отчетном году продолжалась реализация программы развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг российских организаций нефтепродуктообеспечения группы «ЛУКОЙЛ» до 2014 года. По состоянию на конец 2009 года более 2 тыс. соб-

ственных АЗС Компании имели торговые площади. Выручка от реализации нетопливных товаров и услуг через розничную сбытовую сеть Группы в 2009 году превысила 155 млн долл. (41% выручки пришелся на продовольственные товары, еще 29% – на фасованную продукцию, 22% – на сопутствующие товары и 8% – на реализацию услуг). Увеличение выручки связано с повышением качества обслуживания на АЗС и расширением ассортимента представленных товаров и услуг. При этом согласно Программе к 2014 году такая выручка составит около 300 млн долл. Развитие нетопливного бизнеса является важным фактором позиционирования группы «ЛУКОЙЛ» как Компании европейского уровня, ориентированной на клиента.

Зарубежье

Розничная сеть компании «ЛУКОЙЛ» в Европе, странах ближнего зарубежья и США состоит из 4 450 АЗС (в том числе франчайзинговых) и 81 нефтебазы с резервуарной емкостью 1,75 млн м³. В 2009 году в Европе было построено 35 новых АЗС, приобретено 12 и реконструировано 38. В то же время было выведено из эксплуатации 7 АЗС.

Капитальные вложения в международный сектор розничной торговли достигли в отчетном году 156 млн долл. (369 млн долл. в 2008 году), инвестиции – 304 млн долл.

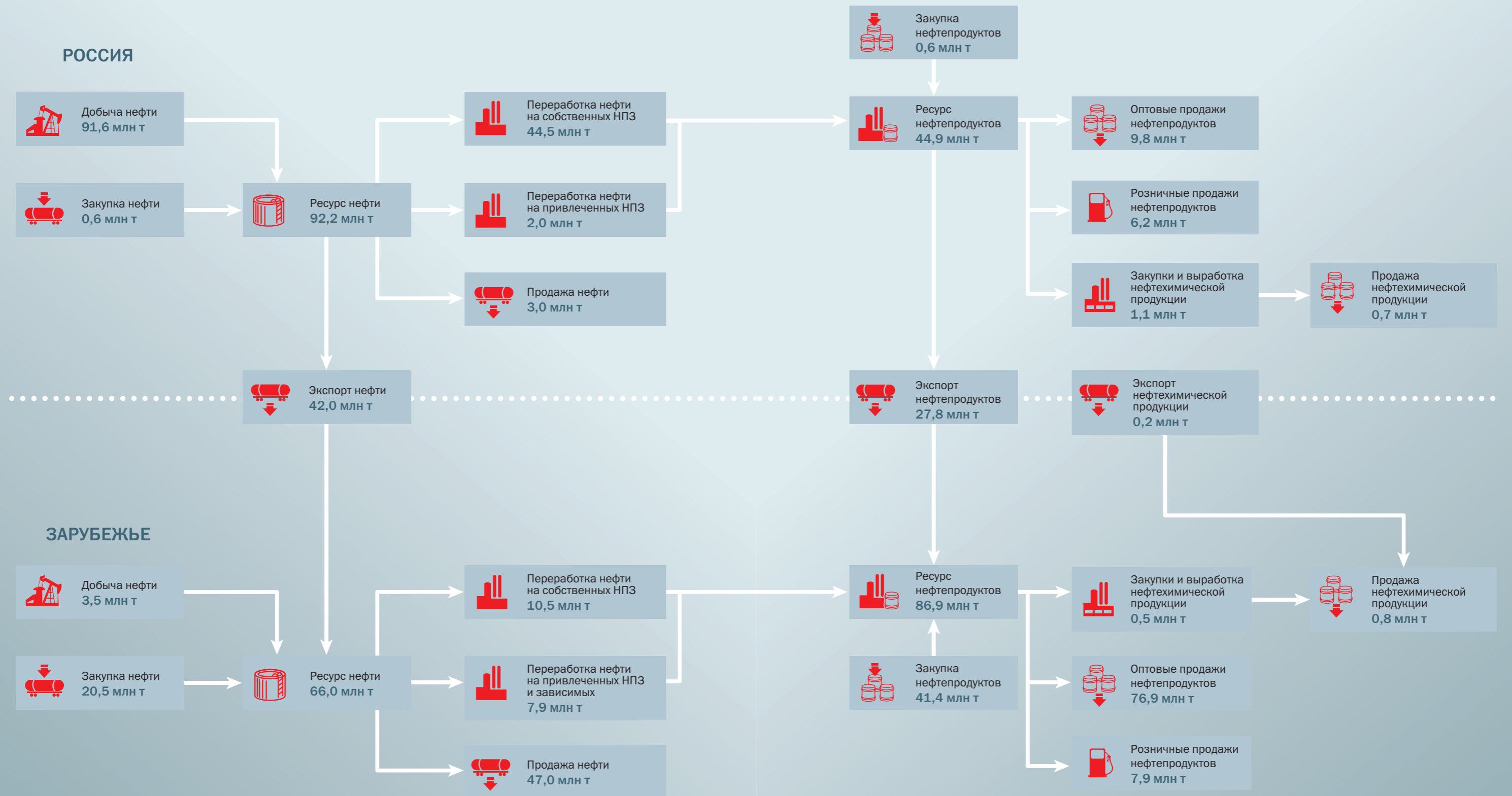
Объем розничных продаж нефтепродуктов на международных рынках в 2009 году составил 7,86 млн т (8,20 млн т в 2008 году). Среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС в Европе и странах ближнего зарубежья составила 7,0 т/сут, что на 5% ниже уровня 2008 года. В США реализация на одну АЗС составила 6,8 т/сут. Вывод низкоэффективных АЗС из состава Группы позволил сохранить объемы продаж через одну АЗС в этой стране неизменными по сравнению с 2008 годом, несмотря на снижение спроса.

В отчетном году Компания продолжала проведение ребрендинга приобретенных сбытовых активов. Был практически завершен ребрендинг 376 АЗС, купленных у компании СопосоPhillips в конце 2006 года в Венгрии, Польше, Чехии, Бельгии и Словакии (в том числе в 2009 году был проведен ребрендинг 52 станций). В отчетном году был также проведен ребрендинг 82 станций компании Akpet, приобретенной в 2008 году.

За границей, как и в России, ЛУКОЙЛ стремится увеличить доходность АЗС, в том числе за счет развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг. Так, выручка от реализации нетопливных товаров и услуг на зарубежных АЗС в 2009 году составила более 500 млн долл. Компания планирует увеличивать сопутствующую выручку с помощью увеличения количества АЗС зарубежной сети Группы, расширения ассортимента товаров, повышения качества обслуживания клиентов, оптимизации работы с поставщиками и активной маркетинговой деятельности.

По состоянию на конец 2009 года сеть заправок, осуществляющих расчеты за нефтепродукты с применением топливных карт «ЛИКард», охватывала 667 АЗС (по сравнению с 642 станциями на конец 2008 года).

Товарный баланс





Технологии и инновации

Новые технологии и инновации являются одними из основных конкурентных преимуществ ОАО «ЛУКОЙЛ». Специалисты Компании занимаются разработкой новейших и модернизацией существующих технологий.

В 2009 году Группа начала активно сотрудничать с Государственной корпорацией «Российская корпорация нанотехнологий» (далее – РОСНАНО) в области коммерциализации нанотехнологий и их внедрения в нефтегазовой отрасли. Идет рассмотрение совместных разработок и внедрения соответствующих проектов, в частности создание крупнотоннажного производства уникального нанореагента «РИТИН», позволяющего резко повысить нефтеотдачу пласта, а также разработка и производство вентильных электродвигателей с использованием наноструктурированных высокоэффективных магнитов. Кроме того, рассматривается возможность проведения в организациях Группы испытаний нанотехнологий, разрабатываемых с участием РОСНАНО. Это, в частности, многофункциональные наноструктурированные покрытия, установки сероочистки с использованием наноструктурированных катализаторов, ряд других нанотехнологий.

Объем финансирования научно-технических работ в 2009 году составил более 80 млн долл. (в 2008 году – 95 млн долл.). Институты, формирующие научно-проектный комплекс Компании, выполнили научно-исследовательские, проектно-изыскательские и иные работы общей стоимостью 200 млн долл.

Технологии в сфере геологоразведки и добычи

ЛУКОЙЛ осознает огромную роль технологий в поддержании конкурентоспособности бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча».

Основной объем научно-технических работ в бизнес-сегменте 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), 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.

Так, в 2010 году началась добыча нефти на месторождении им. Ю. Корчагина, для разработки которого будет создана система горизонтальных эксплуатационных скважин сверхпротяженной длины (более 5 км). Это является уникальным для Российской Федерации проектно-технологическим решением. При этом все работы проводятся по технологии «нулевого сброса», что исключает негативное воздействие на окружающую среду.

Одним из важнейших результатов деятельности Компании в сфере развития технологий является активное применение методов интенсификации добычи

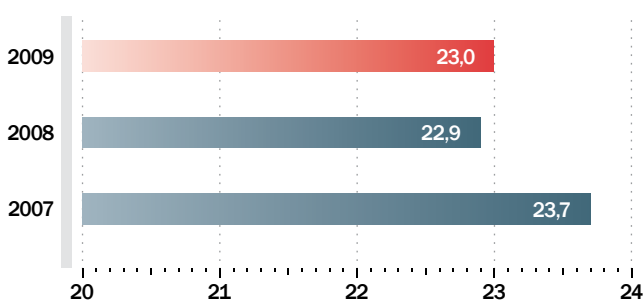
нефти и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Эти методы позволяют существенно увеличить извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлечь в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений. В течение последних лет на месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» доля добычи нефти за счет применения различных технологий воздействия на нефтяные пласты составляет более 20% от общего объема добычи. Компания применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты.

В 2009 году Группа выполнила 5 098 операций ПНП, что на 300 операций меньше, чем в 2008 году. При этом дополнительная добыча, полученная от этих операций, несколько превысила прошлогодний уровень в результате роста эффективности ПНП. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения методов ПНП составила 23 млн т, или 25% от общей добычи нефти Компанией в России.

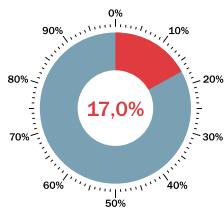
Основной объем дополнительной добычи (14 млн т, или 61%) получен за счет физических методов, в первую очередь за счет гидроразрыва пласта (ГРП).

В 2009 году на месторождениях Группы проведено 634 операции ГРП со средним приростом дебита нефти 9,6 т/сут. Объемы и эффективность работ по гидравлическому разрыву пласта в 2009 году сопоставимы с аналогичными показателями 2008 года. Следует отметить, что ГРП в отчетном периоде применялся как метод интенсификации добычи в основном на месторождениях, длительное время находящихся в разработке и характеризующихся значительной степенью выработки запасов. В таких условиях сохранение величины прироста дебита нефти от проведения ГРП на уровне 2008 года стало возможным благодаря проделанной работе в области совершенствования проектирования ГРП, выбора скважин-кандидатов с использованием гидродинамических

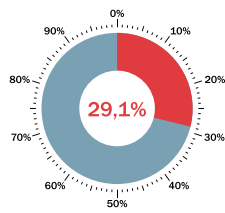
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПНП В РОССИИ, МЛН Т



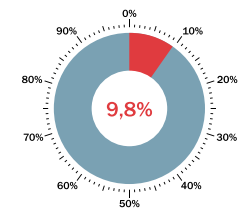
ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПНП В РОССИИ (2009)



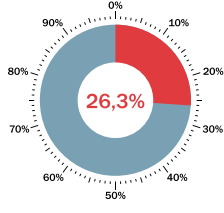
Тимано-Печора
3,68 млн т



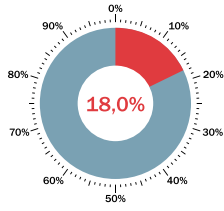
Западная Сибирь
15,43 млн т



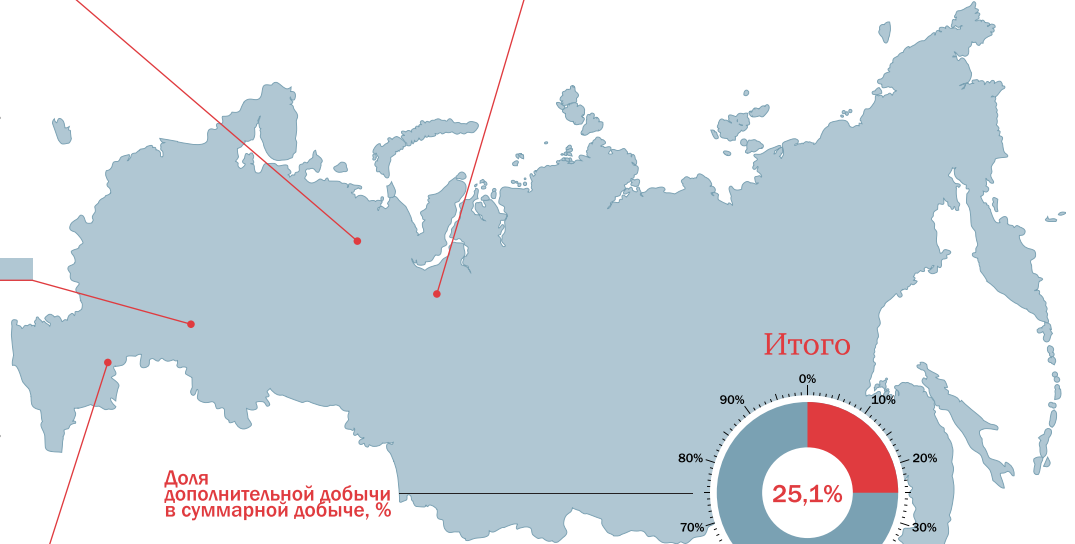
Прочие
0,21 млн т



Предуралье
3,17 млн т



Поволжье
0,55 млн т



Доля дополнительной добычи в суммарной добыче, %

Группа «ЛУКОЙЛ» на территории России

Дополнительная добыча от методов ПНП, млн т

23,04 млн т



моделей, усиления контроля качества применяемых сервисными компаниями материалов и реагентов.

В 2009 году специалисты Компании награждены дипломом Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (Роспатент) в номинации «100 лучших изобретений России» за изобретение метода локального направленного гидроразрыва пласта нефтяного или газового месторождения. Метод используется для повышения отдачи нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и, в частности, месторождений на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью обводненности добываемой продукции и наличием застойных и тупиковых зон, добыча из которых невозможна традиционными методами.

За счет других методов ПНП (гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи нефти) было добыто 9 млн т. В 2009 году продолжилось активное внедрение химических технологий: при практически неизменном числе операций (1 357 в 2009 году, 1 324 в 2008 году) дополнительная добыча достигла 1,9 млн т (рост на 18%).

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное бурение вторых стволов. Были пробурены 264 скважины со вторыми стволами (260 годом ранее) со средним приростом дебита 16,8 т/сут. В 2009 году Компания сохранила объемы работ по бурению вторых стволов на уровне предыдущего года, несмотря на общее снижение инвестиционной программы. Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется с целью доизвлечения остаточных запасов в основном на бездействующем фонде скважин месторождений, длительное время находящихся в разработке, характеризующихся значительной степенью выработки активных запасов и высокой обводненностью добываемой продукции. Основная работа специалистов Компании в ближайшей перспективе будет сосредоточена на увеличении технологической эффективности, в первую очередь за счет повышения точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения вторых стволов.

Для увеличения эффективности добычи нефти применяется бурение горизонтальных скважин, обеспечивающих рост продуктивности в 1,5–2 раза. В 2009 году в эксплуатацию была введена 91 новая горизонтальная скважина средним дебитом 78,2 т/сут (в два раза выше, чем у обычных скважин).

Компания динамично разрабатывает и использует новые технологии добычи высоковязких нефтей. Наибольший отечественный опыт освоения запасов высоковязких нефтей накоплен в Республике Коми, где Группа осуществляет разработку Ярегского и Усинского месторождений с начальными геологическими запасами тяжелых нефтей свыше 1 млрд т по российской классификации. На обоих месторождениях применяются термические методы увеличения нефтеотдачи пласта и добывается более 2,2 млн т/год,

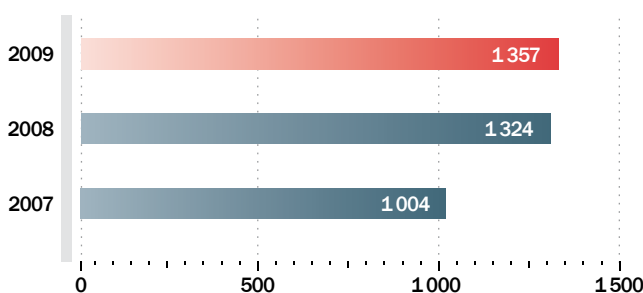
что составляет около двух третей от объема добычи тяжелых нефтей в России.

Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения разрабатывается по технологиям площадного паротеплового воздействия и пароциклического воздействия на пласт. В последние годы успешно проводятся работы по повышению эффективности применения термических технологий в системе вертикальных скважин (продолжается освоение технологии комбинированных пароциклических обработок (ПЦО) и начаты опытные работы по интенсификации притока нефти за счет совместной закачки теплоносителя и нефтевытесняющей композиции). Ведется внедрение новых термических технологий – технологии паротеплового воздействия на пласт в системе горизонтальных скважин; технологии перпендикулярного термогравитационного дренирования пласта; технологий ПЦО горизонтальной скважины, вертикальных скважин с радиальными отводами и всего продуктивного разреза; технологий вытеснения нефти паром.

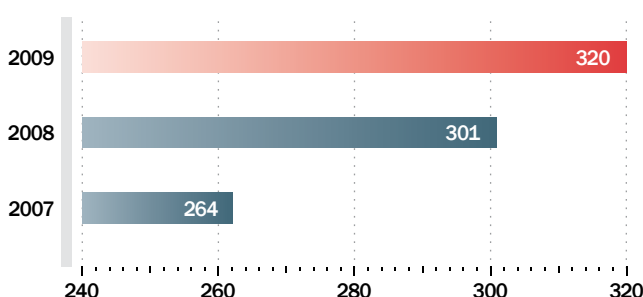
Ярегское месторождение разрабатывается по термощахтной технологии. Поверхностная добыча находится на стадии опытно-промышленных работ. Для организации эффективной поверхностной добычи нефти на опытном участке Ярегского месторождения в 2009 году проведены работы по технологии термогравитационного дренирования пласта. В 2010 году начинаются работы с применением нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин. Закачка пара планируется с 2011 года.

В отчетном году продолжено внедрение комплектов приводов на основе вентильного двигателя для насосных установок, разработанных и производимых группой «ЛУКОЙЛ». В Тимано-Печоре проводится эксплуатация новых типов винтовых насосов для

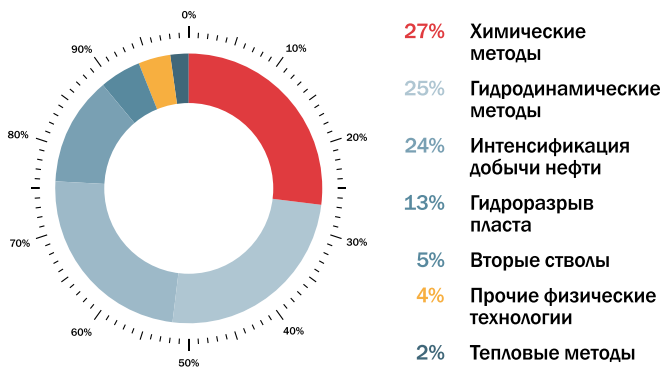
ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ, СКВ.



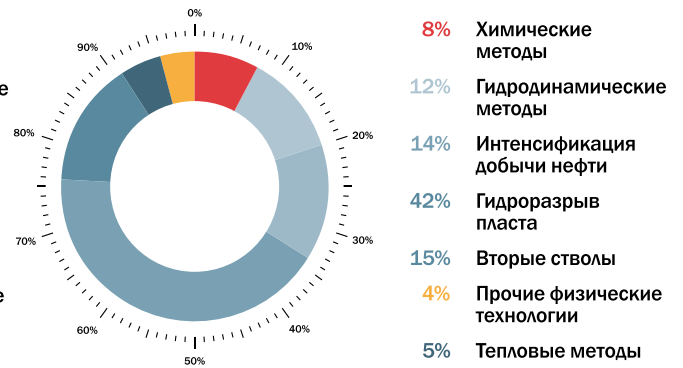
ЧИСЛО ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ, ШТ.



СТРУКТУРА МЕТОДОВ ПНП, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» (2009)



СТРУКТУРА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПОЛУЧЕННОЙ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП (2009)



добычи высоковязкой нефти с приводами на основе вентильных двигателей. В 2010 году планируется проведение опытно-промысловых испытаний металлических рабочих органов нефтепромыслового оборудования с различными типами защитных покрытий, в том числе технологий газотермического напыления и нанотехнологий.

По состоянию на конец 2009 года 320 российских месторождений Группы были включены в многоуровневую систему мониторинга разработки месторождений с использованием геолого-гидродинамических моделей. В отчетном году система активно развивалась: было промоделировано около 20 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 разработ-

ку месторождений. Модели активно используются Компанией при разбуривании месторождений и применении методов повышения нефтеотдачи пластов. Количество геолого-гидродинамических моделей российских месторождений Группы планомерно увеличивалось, и в итоге достигнут запланированный уровень охвата – 85%. По таким регионам, как Западная Сибирь, Тимано-Печора и Калининградская область, геолого-гидродинамическим моделированием предполагается охватить все месторождения. Так, несмотря на то что запасы в традиционных регионах давно находятся в разработке, Компании удастся добиваться стабилизации, а в ряде регионов – и прироста дебита скважин. Полученный результат – следствие повышения качества геологических и гидродинамических моделей и их активного использования при постановке эксплуатационного бурения, продолжающейся работы по совершенствованию технологий заканчивания скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.



Технологии в сфере нефтепереработки

В компании «ЛУКОЙЛ» особый акцент делается на разработке, модернизации и строительстве высокотехнологичного оборудования, позволяющего снижать затраты на переработку и производить новые виды высококачественной продукции.

Непрерывное улучшение качества служит интересам потребителей и охраны окружающей среды, а производство продукции с большей добавленной стоимостью приносит Группе дополнительную прибыль.

В 2009 году Компания проводила масштабные работы по модернизации и вводу новых установок на нефтеперерабатывающих заводах с целью увеличения выходов высококачественной продукции. Так, на Ухтинском НПЗ в отчетном году был введен в эксплуатацию блок изомеризации мощностью в 120 тыс. т/год. Строительство блока позволило заводу перейти на выпуск автомобильных бензинов, соответствующих стандарту Евро-3.

На Волгоградском НПЗ были введены в эксплуатацию установки производства инертного газа и рекуперации паров. На Пермском НПЗ в 2009 году была проведена модернизация технологических трубчатых печей.

На НПЗ в Бургасе (Болгария) в отчетном году была введена в эксплуатацию установка сернокислотного алкилирования с блоком регенерации серной кислоты. Установка спроектирована с использованием передовых технологий, что позволяет существенно увеличить показатель октанового числа алкилата и повысить качество производимых автобензинов, а также снизить уровень загрязнения атмосферы и уменьшить потребление энерго-ресурсов, материалов и реагентов, необходимых для производства.

ЛУКОЙЛ уделяет серьезное внимание развитию передовых технологий производства масел и присадок. Приоритетными являются разработка и вывод на рынок новых высококачественных продуктов, востребованных современной техникой, а также новых технологий и рецептов. Эта работа ве-

дется специалистами Компании в тесном сотрудничестве с научными центрами России.

В 2009 году в рамках развития этого направления были проведены исследования по разработке технологии турбинных масел нового поколения. Специалистами Компании была осуществлена также разработка методов очистки компрессорного масла от сероводорода.

В отчетном году проведена активная работа по оптимизации процессов технологических установок и улучшению качества производимых масел. В частности, Компания провела мероприятия по повышению отборов целевых продуктов, снижению энергопотребления и повышению качества базовых масел. В течение года Компания приступила к производству 43 новых видов смазочных материалов.



Информационные технологии

Мы стремимся применять наиболее современное информационно-технологическое обеспечение, позволяющее оптимизировать бизнес-процессы в различных направлениях деятельности Компании.

В частности, продолжаются разработка и внедрение автоматизированных систем управления производством и технологическими процессами, а также информационных систем управления обществами Компании. Важным направлением работы в области информационно-технологического обеспечения является совершенствование систем телекоммуникаций и связи, информационной безопасности, вычислительной и оргтехники.

Мы уделяем значительное внимание технологиям, направленным на повышение эффективности не только операционной, но и управленческой деятельности. По всем программным продуктам, разработанным в интересах организаций группы «ЛУКОЙЛ», проводилось расширение функциональности и распространение их на большее число организаций Группы. Последовательно создавая и развивая интегрированную систему управления, к концу 2009 года на базе решений SAP мы осуществили внедрение 15 модулей почти в 100 организациях.



Для оптимизации системы принятия управленческих решений и автоматизации управленческого учета в Компании внедряется интегрированная система управления (ИСУ) на базе SAP R/3. В отчетном году основным результатом в этой области стало завершение работы по проекту ИСУ «ЛУКОЙЛ» в целом. Осуществлен перевод в промышленную эксплуатацию программных продуктов, созданных в рамках проекта.

В 2009 году продолжались подготовительные работы по внедрению Глобального решения ИСУ и Системы мониторинга информационной инфраструктуры. Эти инновации позволят работникам Компании работать в едином информационном пространстве, что повысит сбалансированность и оперативность системы управления деятельностью ОАО «ЛУКОЙЛ».

Таким образом, разрабатываемые и внедряемые элементы ИСУ постепенно охватывают все сферы бизнеса Группы.



Отчет о деятельности 2009

Социальная ответственность

В своей деятельности Компания руководствуется принципами устойчивого развития и старается достичь равновесия между социально-экономическим и природно-экологическим развитием. ОАО «ЛУКОЙЛ» разделяет принципы Глобального договора ООН и Социальной хартии российского бизнеса, что находит свое отражение в деятельности Компании по содействию устойчивому экономическому росту и повышению уровня социальной ответственности.

Охрана окружающей среды

Сознавая свою ответственность перед обществом за сохранение благоприятной экологической обстановки и рациональное использование ресурсов, Компания в своей работе руководствуется самыми высокими стандартами охраны окружающей среды и промышленной безопасности.

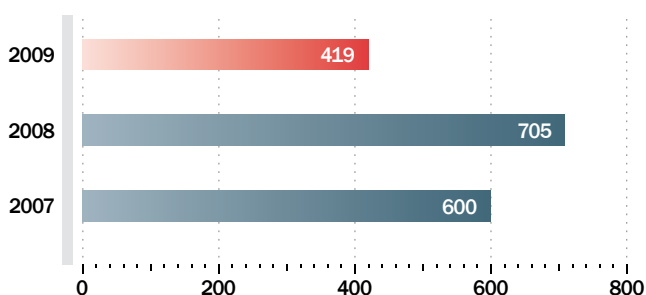
В организациях Группы ведется непрерывная работа по повышению уровня экологической безопасности производственных объектов, сокращению техногенной нагрузки на природу, а также оптимизации использования природных ресурсов. При этом обеспечение экологической безопасности охватывает все стадии реализации проектов – от инвестиционного замысла до ликвидации производств и оборудования.

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

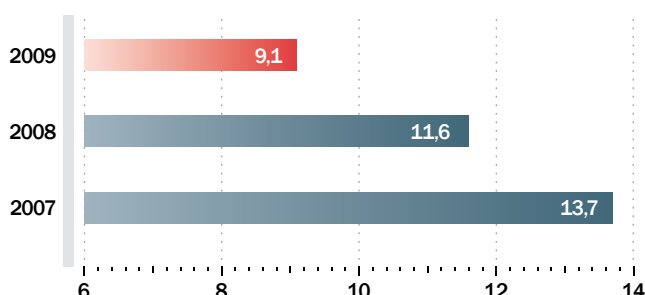
В марте 2009 года Правление ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило новую редакцию Политики в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке. Этот документ был разработан

в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 14001 и спецификации OHSAS 18001 и введен в действие в 2002 году. Необходимость внесения изменений в Политику была обусловлена разработкой мер по повышению энергоэффективности и развитием новых экологических направлений деятельности Компании, являющихся в основном добровольными. Среди них – применение принципа «нулевого сброса» при разработке шельфовых месторождений; выпуск экологичных видов топлива, соответствующих европейским стандартам; реализация положений Киотского протокола по сокращению выбросов парниковых газов (далее – Киотский протокол). Помимо этого, необходимость актуализации Политики была вызвана изменением российского и национальных законодательств стран, на территории которых работает ЛУКОЙЛ, а также требованиями, изложенными в новых версиях стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007.

ЗАТРАТЫ НА ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, МЛН ДОЛЛ.



СБРОС ЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД, МЛН М³





В апреле 2009 года была утверждена Программа экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2009–2013 годы. Новая программа экологической безопасности включает в себя 483 мероприятия общей стоимостью 1,8 млрд долл.

Программа направлена на обеспечение соответствия показателей воздействия Компании на окружающую среду действующим и перспективным требованиям национального и международного законодательства, в том числе на дальнейшую утилизацию накопленных и вновь образующихся отходов, доведение уровня использования попутного нефтяного газа до 95% к 2012 году, на реализацию механизмов Киотского протокола, увеличение объемов производства экологически чистого топлива, отвечающего европейским нормам Евро-4 и Евро-5.

Всего в 2009 году на выполнение мероприятий по обеспечению экологической безопасности организациями группы «ЛУКОЙЛ» было затрачено около 420 млн долл. (более 700 млн долл. в 2008 году).

В отчетном году большинство удельных показателей Компании по воздействию на окружающую среду остались неизменными или улучшились по отношению к уровню 2008 года и по-прежнему значительно ниже среднеотраслевых показателей

Компания работает в условиях жесткого государственного и общественного контроля за охраной окружающей среды, а также в условиях реформы природоресурсного и природоохранного законодательства в России и других странах. В 2009 году на деятельность организаций группы «ЛУКОЙЛ» по обеспечению экологической безопасности значительное влияние оказали следующие изменения в российском и международном природоохранном законодательстве:

- Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ определил государственную стратегию в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.
- Постановлением Правительства РФ от 27 января 2009 года № 53 утверждены Правила осуществления государственного контроля в области охраны окружающей среды (государственного экологического контроля), а Постановлением от 31 марта 2009 года № 285 утвержден новый перечень объектов, подлежащих федеральному государственному экологическому контролю.
- Постановлением Правительства РФ от 28 октября 2009 года № 843 изменен порядок утверждения и проверки хода реализации проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, а также получения, передачи и приобретения единиц сокращения выбросов парниковых газов.
- Минприроды России утвердило новую редакцию Методики исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства. В обсуждении проекта документа неоднократно участвовали специалисты Компании.
- Роспотребнадзором изменен порядок установления размера санитарно-защитных зон объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Компания своевременно учитывала изменения, произошедшие в российском природоохранном законодательстве, что позволило группе «ЛУКОЙЛ» не иметь в 2009 году критических замечаний и претензий со стороны контролирующих и надзорных органов.



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

В 2001 году ОАО «ЛУКОЙЛ» первым среди российских нефтяных компаний прошло сертификацию на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001 и спецификации OHSAS 18001. В 2008 и 2009 годах были успешно пройдены первый и второй надзорные внешние аудиты Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на соответствие указанным стандартам.

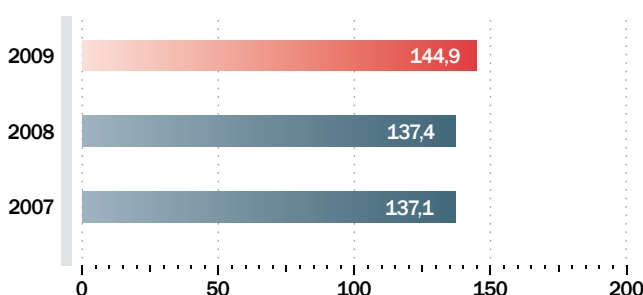
Стандарт ISO 14001 предполагает, что Компания утвердила экологическую политику и придерживается ее в своей работе, осуществляет постоянное улучшение системы экологического менеджмента и принимает все меры для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду.

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

по Российской Федерации. В частности, по итогам года было зафиксировано существенное снижение объема выбросов загрязнений в атмосферный воздух (на 8%), сброса загрязненных сточных вод (более чем на 20%), объема отходов на балансе организаций Группы (на 4%). Однако значения некоторых показателей в 2009 году несколько ухудшились, в частности увеличилось количество аварий с экологическим ущербом. Это объясняется увеличением числа аварий на трубопроводах в связи с коррозией и старением трубопроводных систем с одновременным увеличением агрессивности перерабатываемых жидкостей из-за роста обводненности добываемой нефти.

В отчетном году продолжилась реализация принятой в 2007 году Корпоративной концепции планирования производственной деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на основе положений Киотского протокола и Комплексного плана действий на 2007–2008 годы по реализации Концепции. Правлением Компании были рассмотрены итоги исполнения

ПЛОЩАДЬ ЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ, ГА





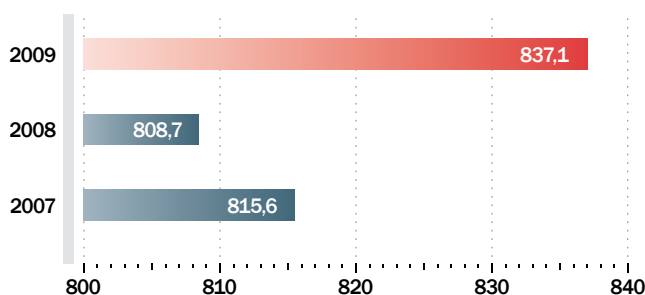
Комплексного плана действий. Были проведены инвентаризация выбросов парниковых газов в группе «ЛУКОЙЛ», независимая экспертиза результатов инвентаризации, формирование портфеля инвестиционных углеродных проектов Компании. В 2009 году была завершена независимая экспертиза трех пилотных проектов снижения выбросов парниковых газов, утвержден план разработки специализированной углеродной документации по потенциальным проектам. Разработаны и проходят согласование стандарты Компании, регламентирующие порядок реализации в группе «ЛУКОЙЛ» проектов снижения выбросов парниковых газов.

ЛУКОЙЛ осознает, что улучшению экологической обстановки в значительной степени способствует расширение выпуска высококачественной продукции. Поэтому более 20% всех капитальных затрат Компании в 2009 году были направлены в бизнес-сегмент «Переработка и сбыт». Значительная часть инвестиций вкладывается в организацию производства топлива с улучшенными экологическими

характеристиками. Так, в отчетном году ЛУКОЙЛ продолжил выпуск бензина и дизельного топлива, соответствующих современным европейским стандартам. Бензин, продаваемый под брендом «ЭКТО» (экологическое топливо), обеспечивает значительное снижение выбросов канцерогенных веществ, соединений серы, азота и других вредных веществ. В 2009 году ЛУКОЙЛ вывел на рынок новые бренды автомобильного топлива премиум-класса – «ЭКТО Plus» (октановое число 95) и «ЭКТО Sport» (октановое число 98). Многофункциональный пакет присадок в новых бензинах обеспечивает снижение потребления топлива и сокращение выброса углекислого газа в атмосферу.

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

УТИЛИЗАЦИЯ И ЗАХОРОНЕНИЕ ТОКСИЧНЫХ ОТХОДОВ, ТЫС. Т



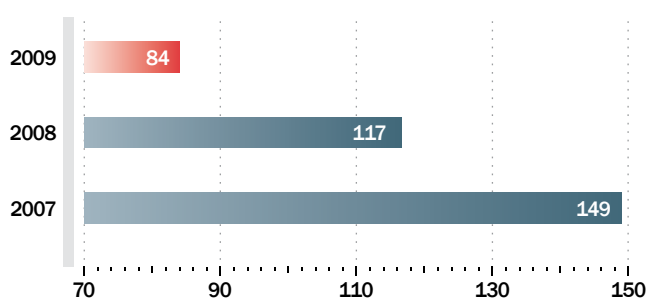
Промышленная безопасность и охрана труда

Обеспечение безопасных условий труда и забота о здоровье своих работников – одна из основных обязанностей Компании.

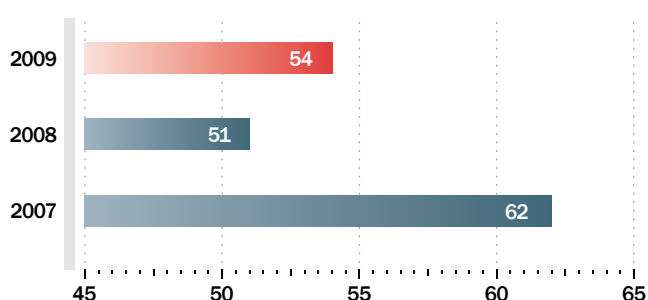
В отчетном году была продолжена реализация Программы промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ОАО «ЛУКОЙЛ» и других организациях группы «ЛУКОЙЛ» на 2006–2010 годы. Затраты на реализацию мероприятий в рамках Программы в 2009 году составили около 150 млн долл. В рамках Программы были проведены работы по строительству новых и реконструкции старых технологических объектов, оборудованию производств современными автоматизированными системами управления и средствами противоаварийной защиты, аттестации рабочих мест по условиям труда, а также по обеспечению работников средствами индивидуальной защиты.

В 2009 году были проведены внутренние проверки состояния промышленной безопасности и охраны труда в 107 структурных подразделениях Компании и 14 организациях группы «ЛУКОЙЛ». Помимо этого, в соответствии с утвержденным графиком была проведена проверка знаний в области промышленной безопасности и охраны труда у 76 руководящих работников и членов постоянно действующих аттестационных комиссий организаций Группы.

КОЛИЧЕСТВО СЛУЧАЕВ
ПОТЕРИ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ



КОЛИЧЕСТВО НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ



Персонал и социальные программы

Тысячи работников по всему миру ежедневно своим трудом вносят вклад в динамичное развитие группы «ЛУКОЙЛ». Именно благодаря им Компании удается добиваться впечатляющих успехов. Поэтому повышение эффективности работы и социальной защищенности работников является основной целью нашей социальной политики. Мы также внимательно относимся к мотивации наших работников и стараемся, чтобы каждый был лично заинтересован в достижении Компанией наилучших результатов.

ЛУКОЙЛ особенно гордится тем, что в кризисный 2009 год мы не допустили сокращения рабочих мест и социальных выплат благодаря снижению расходов и оптимизации деятельности по другим направлениям. Мы продолжали выполнять социальные обязательства, в том числе приняты добровольно и в инициативном порядке в рамках Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ». С конца 2008 года начало действовать шестое Соглашение между работодателем и профсоюзным объединением на 2009–2011 годы, заключенное в сентябре 2008 года. Несмотря на то что данное Соглашение принималось в условиях финансово-экономического кризиса, в соответствии с устоявшейся практикой по объему социальных гарантий новое Соглашение не ниже предыдущего.

Для повышения эффективности производственной и финансовой деятельности Группы в отчетном году была продолжена работа по реструктуризации группы «ЛУКОЙЛ», в том числе Корпоративного центра Компании. В ее рамках проводилась оптимизация организационных структур существующих подразделений, а также работа по приведению организационных структур дочерних обществ в соответствие с типовыми. Кроме того, был продолжен вывод из состава Группы непрофильных и низко-

эффективных активов. Результатом проведенных мероприятий стало планомерное снижение численности работников практически во всех бизнес-сегментах. Заметный рост среднесписочной численности продемонстрировал лишь бизнес-сектор «Электроэнергетика» в результате приобретения ОАО «ЮГК ТГК-8» в 2008 году. В целом же численность работников Компании в 2009 году снизилась на 5,9%.

В результате вывода непрофильных подразделений из состава Группы, а также оптимизации расходов и девальвации рубля нам удалось сократить совокупный фонд заработной платы более чем на 20%. Несмотря на сокращение общего фонда, оплата труда работников оставалась привлекательной по сравнению со среднерыночным уровнем и способствовала привлечению новых высокопрофессиональных работников. В целях обеспечения конкурентоспособного уровня заработной платы своих работников мы постоянно проводим мониторинг заработных плат на соответствующем сегменте рынка труда в регионах присутствия.

Помимо материального поощрения, в работе с персоналом Компания использует моральные стимулы. Так, в 2009 году за высокое профессиональное мастерство, добросовестный и плодотворный

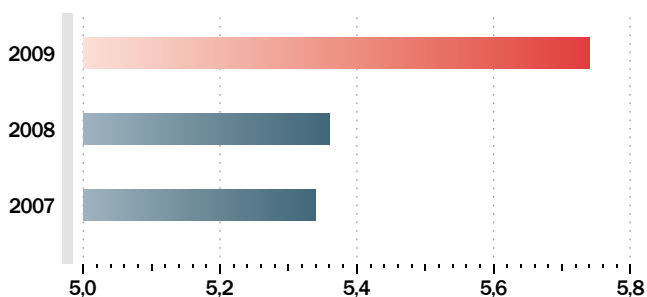
труд 25 работников были награждены государственными наградами, 673 человека – ведомственными знаками отличия в труде, 779 работников и 39 трудовых коллективов – наградами Компании. Стало доброй традицией ежегодно проводить конкурс на звание «Лучшие работники и организации Группы «ЛУКОЙЛ». Победители конкурса награждаются памятными призами, денежными премиями.

В дополнение к материальному и моральному поощрению ЛУКОЙЛ реализует широкий комплекс программ и мероприятий, составляющий социальный пакет. Затраты на его реализацию в 2009 году составили 278 млн долл. Основными составляющими социального пакета являются:

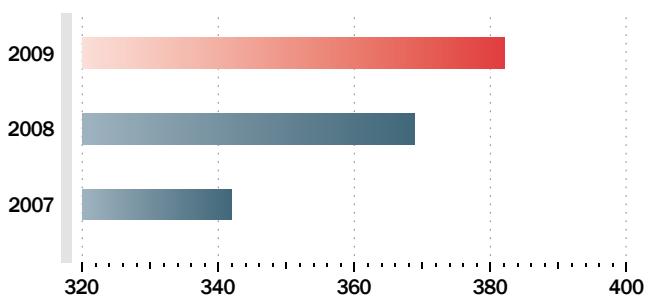
- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников Компании, включая добровольное медицинское страхование;
- создание условий для отдыха и оздоровления работников и членов их семей, организация спортивно-оздоровительных мероприятий;
- оказание помощи работникам в приобретении собственного жилья;
- социальная поддержка женщин и семей с детьми;
- социальная поддержка молодых специалистов;
- негосударственное пенсионное обеспечение, с 2004 года действующее на принципах долевого участия работника и работодателя в формировании негосударственных пенсий. За 2009 год взносы работников только российских организаций составили около 13 млн долл. Суммарные взносы Компании по программам негосударственного пенсионного обеспечения в России и за рубежом в отчетном периоде составили более 31 млн долл.



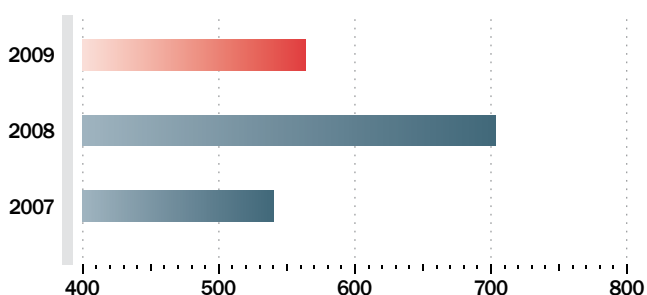
ДОБЫЧА НА ОДНОГО РАБОТНИКА,
ТЫС. БАРР. Н. Э./ЧЕЛ.



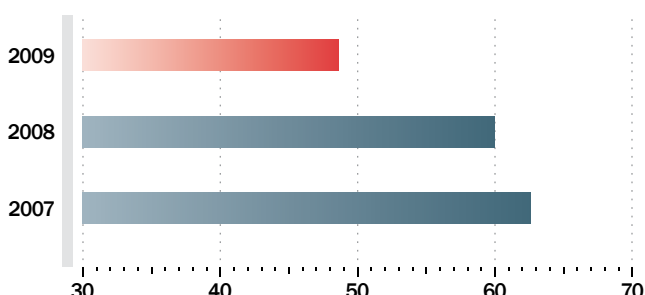
НЕФТЕПЕРАБОТКА НА СОБСТВЕННЫХ НПЗ
НА ОДНОГО РАБОТНИКА, Т/ЧЕЛ.



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



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



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

Одним из основных направлений деятельности в области управления персоналом в Компании является подготовка и профессиональное обучение ее работников, прежде всего руководящего состава и резерва кадров. С этой целью сформированы и активно реализуются программы по развитию лидерского потенциала, профессиональных и управленческих навыков в профильных вузах и в других российских и зарубежных учебных заведениях. ЛУКОЙЛ использует весь спектр современных средств обучения – бизнес-практикумы, выездные семинары, специальные программы обучения, зарубежные стажировки, тренинги, курсы повышения квалификации, дни профессиональной подготовки, дистанционное обучение, обучение по программам МВА и др. Развивается сотрудничество с ведущими высшими учебными заведениями – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Финансовой академией при Правительстве РФ, НОУ «Институт нефтегазового бизнеса», с Высшей школой экономики. Из года в год на основе соглашений о сотрудничестве между вузами и Компанией растет количество студентов, которые проходят практику в производственных подразделениях организаций Группы. В 2009 году 72 студента прошли практику в ОАО «ЛУКОЙЛ» и более 1 000 студентов – в организациях Группы.

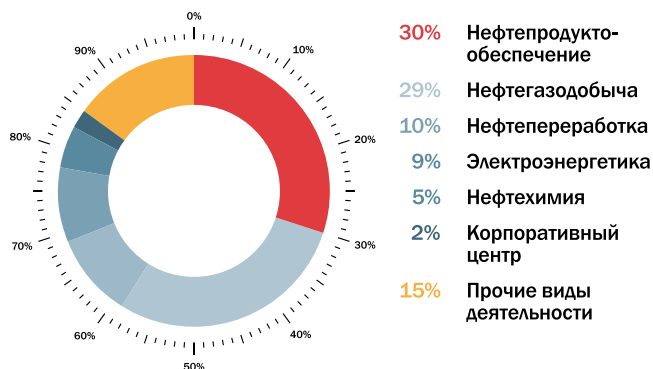
В 2009 году была продолжена работа по созданию Корпоративного учебного центра по подготовке персонала для работы на морских нефтегазовых объектах в г. Астрахани. В качестве основного партнера выбрана норвежская компания Falck Nutec, являющаяся лидером в подготовке персонала для работы на шельфе.

Важной составляющей частью работы по совершенствованию процесса профессионального обучения работников Компании является работа по совершенствованию Системы дистанционного обучения (СДО). Было продолжено создание учебных курсов по наиболее актуальной тематике, разработано более 60 курсов. На конец года система насчитывала почти 10,5 тыс. зарегистрированных пользователей. Всего в рамках СДО в 2009 году было обучено более 3,5 тыс. работников Компании. В июне 2009 года в Москве на конференции, организованной при поддержке Министерства образования и науки РФ, ОАО «ЛУКОЙЛ» признано победителем в номинации «Лучшее решение e-learning в корпоративном секторе», Компании вручен Диплом 6-й Международной выставки eLearnExpo.

В рамках Стратегического партнерства между группой «ЛУКОЙЛ» и компанией ConocoPhillips в 2009 году была продолжена реализация Программы обмена персоналом. В отчетном году завершили стажировку 16 человек. В июне 2009 года была организована встреча с Президентом

Группа «ЛУКОЙЛ» заняла первое место среди 75 крупнейших российских компаний в рейтинге социальной ответственности бизнеса, составленном газетой «Труд», Агентством политических и экономических коммуникаций и Российским антикризисным форумом. Под социальной ответственностью в данном рейтинге понимается создание и сохранение рабочих мест, налоговая дисциплина, выполнение обязательств перед работниками, активная роль в поддержке региональной социальной инфраструктуры. Экспертный опрос проводился методом закрытого анкетирования, в котором приняли участие 26 экспертов, в том числе представители профсоюзов, объединений предпринимателей, экономисты, социологи, политологи и публицисты.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ПО БИЗНЕС-СЕКТОРАМ (НА 1 ЯНВАРЯ 2010 Г.)



ОАО «ЛУКОЙЛ», на которой участники стажировки провели презентацию по ее итогам. В сентябре 2009 года пятая группа в составе 13 работников была отправлена на стажировку в ConocoPhillips.

Предметом особой заботы в Компании является работа с молодежью, реализуемая в рамках Комплексной целевой программы группы «ЛУКОЙЛ» по работе с молодыми работниками и молодыми специалистами на 2008–2017 годы. В организациях успешно функционируют советы молодых специалистов, в задачу которых входит содействие молодым работникам в адаптации к новым условиям работы, овладении ими в совершенстве своей специальностью и воспитании в них приверженности корпоративным ценностям и корпоративной культуре. В 2009 году в целях раскрытия творческого и профессионального потенциала молодых специалистов был проведен IV Конкурс на присвоение звания «Лучший молодой специалист года». В Конкурсе приняли участие 103 конкурсанта по 17 номинациям. Звание «Лучший молодой специалист года» присвоено 25 молодым специалистам.

Социальная политика и благотворительная деятельность

Социальные и благотворительные программы являются составной частью корпоративной стратегии Компании 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, 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 2009 году составили около 150 млн долл.

Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений

Помощь детям является приоритетным направлением для Компании, с учетом которого построены все реализуемые программы – благотворительные, спонсорские, программы развития детского и юношеского спорта, культуры. Социальные ин-

вестиции в человеческий капитал представляются наиболее обоснованными в современных условиях. Компания стремится к сбалансированному подходу, оказывая поддержку как детям, которые в силу неблагоприятных семейных обстоятельств или из-за проблем со здоровьем оказались в худших условиях, нежели их сверстники, так и детям из вполне благополучных семей, помогая им развивать природные способности и таланты.

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку воспитанникам более чем 50 детских домов и интернатов, помогая их выпускникам укрепить здоровье, получить образование, обрести профессию и найти свое место в жизни. Компания выделяет средства на различные нужды детских домов, интернатов и школ – от организации отдыха до капитального ремонта зданий. Так, в 2009 году была оказана помощь в приобретении оборудования, автотранспорта для детских домов Лангепаса, Кирова, Санкт-Петербурга, Кстово, Ишима, Астраханской области и в их ремонте. Ежегодно Компания организует летний отдых ребят из подшефных детских домов на побережье Черного моря, а также просветительские поездки детей по России. С 2006 года выпускникам детских домов, обучающимся в высших и специальных заведениях, выплачиваются именные стипендии. В 2009 году Компания продолжила начатое годом ранее финансирование программы обучения в Астраханском технологическом колледже 30 де-



тей из детских домов и малообеспеченных семей, которые по окончании обучения поступят на работу в организации Группы в регионе.

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку образовательным учреждениям и в регионах присутствия за пределами Российской Федерации. В 2009 году Компания провела благотворительные акции для четырех школ Кашкадарьинской области в Узбекистане, в рамках которых были проведены ремонт и дезинфекция зданий, осуществлена поставка оргтехники и учебных пособий, а также организованы праздничные мероприятия.

Особое внимание Группа уделяет детям, нуждающимся в медицинской помощи. На протяжении нескольких лет в рамках программы «Иллюстрированные книжки для маленьких слепых детей» осуществляется проект «Каждому слепому ребенку – книжку в подарок». В 2009 году такие издания были приобретены для специализированных детских учреждений Пермского края.

Программы в области образования

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

Компания оказывает финансовую поддержку ряду высших учебных заведений, которые готовят

специалистов нефтегазового профиля. В их число входят университеты и институты Москвы, Санкт-Петербурга, Перми, Ухты, Тюмени, Уфы, Волгограда и Волгоградской области, Архангельска, Астрахани. Поддержка оказывается также профильным учебным заведениям ближнего зарубежья, в частности Азербайджанской государственной нефтяной академии. Помимо профильных вузов Компания оказывает финансовую поддержку Российской академии госслужбы при Президенте РФ, Государственному университету – Высшей школе экономики, Финансовой академии при Правительстве РФ, Дипломатической академии, Российскому химико-технологическому университету им Д.И. Менделеева, Московскому физико-техническому институту, Военной академии тыла и транспорта им. А.В. Хрулева, а также Кстовскому нефтяному техникуму.

С 2000 года Компания выплачивает именные стипендии наиболее одаренным студентам нефтяных и технических вузов. В настоящее время корпоративную стипендию получают 180 студентов в разных городах страны. Кроме того, Компания финансирует обучение иностранных студентов в профильных учебных заведениях России. Так, продолжилось финансирование обучения иракских нефтяников в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и Уфимском государственном нефтяном техническом университете. В 2004–2009 годах по програм-

мам магистратуры и аспирантуры прошли обучение 77 иракских студентов.

Помимо этого, Компания оказывает поддержку молодым преподавателям. Так, около 70 одаренных молодых преподавателей ведущих нефтяных вузов страны получают именные гранты.

ЛУКОЙЛ оказывает помощь вузам и в совершенствовании материально-технической базы, что позволяет вести образовательный процесс на современном уровне. В 2009 году с этой целью были выделены значительные средства Тюменскому государственному нефтегазовому университету, Пермскому государственному техническому университету, Ухтинскому государственному техническому университету, а также суворовским и нахимовским училищам. Новая оргтехника была также поставлена в Бухарский колледж нефтяной и газовой промышленности (Узбекистан), сотрудничество с которым начато в 2007 году.

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. В частности, ЛУКОЙЛ оказывает поддержку Научному центру акушерства, гинекологии и перинатологии, Гематологическому научному центру, Российскому кардиологическому научно-производственному комплексу. В регионах своей деятельности в 2009 году Компанией была оказана помощь медицинским учреждениям Астрахани, Пензы, Саратова, Пермского края, Республики Коми, Астраханской, Нижегородской областей.

Конкурсы социальных проектов

Конкурсы социальных проектов являются одним из наиболее эффективных механизмов распределения финансовых средств для улучшения социально-экономической ситуации в регионах присутствия Компании. Конкурсная технология распределения средств основана на принципах прозрачности, состязательности и публичности.

Целью проведения конкурсов является поддержка проектов и инициатив территорий в решении актуальных для них проблем.

Корпоративный конкурс социальных и культурных проектов был впервые проведен в 2002 году ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». С 2004 года конкурс проводится в Волгоградской и Астраханской областях, с 2005 года – в Республике Коми и Западной Сибири, с 2007 года – в Нижегородской области, с 2008 года – в Калининградской области и Республике Калмыкия.

В 2009 году конкурс проводился на территории 10 субъектов РФ. Во всех регионах, где проводится конкурс, гранты получили 299 проектов, тщательно отобранных из более чем 1 200 заявок. Бюджет конкурса по сравнению с 2002 годом, когда он был впервые реализован, вырос почти в 20 раз и составил около 1,3 млн долл.



Конкурс проводится по следующим номинациям: «Экология», «Милосердие», «Культура и искусство», «Физическая культура, спорт и туризм», «Родной край». В 2009 году была добавлена номинация, посвященная Году молодежи.

За восемь лет работы корпоративный конкурс доказал свое право называться уникальной площадкой по развитию социальных инициатив. Эксперты признают, что эффективный механизм конкурса, несущий в себе мотивационное зерно, достоин тиражирования в федеральных программах. Проведение конкурсов помогает проектантам развиваться, двигаться к достижению поставленных целей, опираясь на информационные и финансовые ресурсы Компании.

Помимо конкурсов социальных проектов, ЛУКОЙЛ осуществляет программы социального партнерства на конкурсной основе, в частности Программу «АРАЙ» (Казахстан). В рамках Программы сельские жители Мангистаусской области имеют возможность получить гранты до 7 тыс. долл. на развитие малого бизнеса, народных ремесел, творческих талантов. В результате работы Программы за 3 года в области появилось более 130 предприятий малого бизнеса, созданы новые спортивные клубы, детские танцевальные и художественные студии, досуговые центры. В 2010 году Программа начала работать в сельских районах Актюбинской области.

Сохранение культурного и духовного наследия

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

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ряду крупнейших отечественных музеев. Так, в 2009 году Компания оказала финансовую поддержку Третьяковской галереи для проведения реставрации панно Константина Коровина из цикла «Крайний Север», Русскому музею – на проведение Международного фестиваля «Императорские сады России», Государственному музею изобразительных искусств имени

А.С.Пушкина – на проведение выставки «Великие русские победы в медали и гравюре», посвященной юбилею Полтавской битвы, Кировскому областному художественному музею им. В.М. и А.М. Васнецовых – на издание художественного альбома «Западноевропейская живопись в собрании Кировского художественного музея». Были организованы и с успехом прошли выездные выставки Музеев Московского Кремля и Третьяковской галереи в Вашингтоне и Хельсинки соответственно.

ЛУКОЙЛ реализует программы поддержки театров и творческих коллективов. В частности, Компания оказывает значительную поддержку Большому симфоническому оркестру им. П.И. Чайковского под управлением В. Федосеева. Она также оказывает помощь Пермскому государственному театру оперы и балета, Калининградской областной филармонии и другим творческим коллективам в регионах своей деятельности.

Значительные средства ЛУКОЙЛ выделяет на восстановление религиозных традиций и духовной культуры, возрождение и развитие центров церковной и духовной жизни людей в регионах деятельности. Так, в 2009 году Компания продолжила программу поддержки реставрационно-восстановительных работ во Введенском мужском монастыре Оптиной Пустынь, а также оказала значительную помощь в реставрации Успенского собора в Будапеште.

Поддержка народов Севера

Деятельность Компании в районах Сибири и Крайнего Севера 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 состоит в постепенном переходе от благотворительности к экономическому партнерству.

В Республике Коми, Ненецком автономном округе и Ханты-Мансийском автономном округе-

Югре ЛУКОЙЛ заключил соглашения с местными администрациями, главами родовых угодий и общественными организациями, в рамках которых выплачивается материальная компенсация семьям представителей коренного населения за использование их родовых земель; закупаются товары для оленеводства и быта; финансируются строительство домов и коммуникаций, медицинское обслуживание. Компания организует традиционные праздники и соревнования по национальным видам спорта, предоставляет на конкурсной основе средства для реализации проектов по сохранению культурных, исторических и духовных ценностей.

Компания понимает, насколько важно не просто оказывать материальную поддержку коренным жителям Севера, но и способствовать повышению их образовательного уровня и их трудоустройству. Поэтому мы уделяем большое внимание обучению представителей коренного населения различным специальностям с их дальнейшим трудоустройством в организации Группы.

Поддержка ветеранов войны и инвалидов

Особым вниманием и заботой Компании пользуются фронтовики-нефтяники, ветераны Великой Отечественной войны и трудового фронта. Ежегодно в канун Дня Победы проживающие в регионах деятельности Компании фронтовики-нефтяники, ветераны Великой Отечественной войны и трудового фронта получают денежные пособия и подарки. Компания также оказывает помощь семьям сотрудников пра-

воохранительных органов, погибших в вооруженных конфликтах.

Помимо этого, ЛУКОЙЛ оказывает поддержку инвалидам. Компания, в частности, помогает им самостоятельно решать материальные проблемы, для того чтобы они могли почувствовать себя нужными обществу.

Спортивные проекты

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

Одними из наиболее масштабных мероприятий, направленных на популяризацию физической культуры и массового спорта среди работников Компании, являются международные Спартакиады ОАО «ЛУКОЙЛ». Первая Спартакиада была организована в 2001 году в Астрахани, вторая – в 2003 году в Перми, третья – в 2005 году в Калининграде. Четвертая зимняя международная Спартакиада, посвященная 15-летию ОАО «ЛУКОЙЛ», прошла в 2007 году в Когалыме.

ЛУКОЙЛ активно содействует развитию массового и профессионального юношеского спорта. В 2009 году совместно со спортивным клубом «ЛУКОЙЛ» была организована и проведена в регионах деятельности Компании всероссийская акция «Поверь в себя», по-



священная Году молодежи в России и направленная на пропаганду здорового образа жизни и ориентацию на занятие физической культурой среди студентов и школьников.

Компания оказывает поддержку ведущим российским спортивным командам. Среди них волгоградская ватерпольная команда «Спартак», астраханская гандбольная команда «Заря Каспия», московский футбольный клуб «Спартак», нижегородский хоккейный клуб «Торпедо», хоккейный клуб МВД России, калининградский волейбольный клуб «Динамо Янтарь».

На протяжении многих лет Компания является генеральным спонсором национальной сборной команды по лыжным гонкам и партнером Федерации лыжных гонок России. Спонсорское участие ОАО «ЛУКОЙЛ» направлено на подготовку сборной России, на развитие массового лыжного спорта в стране. Помимо этого, ЛУКОЙЛ является официальным спонсором Союза боевых искусств России, партнером региональной общественной организации «Детская футбольная лига», в рамках которой около 250 команд практически из всех регионов России ежегодно принимают участие в региональных чемпионатах и международных турнирах. Компания финансирует также деятельность «Фонда поддержки студенческого баскетбола», под эгидой которого проходит студенческий чемпионат России для более чем 100 команд, созданных на базе высших учебных заведений страны.

На протяжении многих лет ЛУКОЙЛ являлся официальным партнером Олимпийского комитета России. С 2005 года Компания оказывает помощь «Фонду поддержки олимпийцев России», созданному для поддержки спортсменов-членов сборных

команд России по олимпийским видам спорта, молодых спортсменов России, ветеранов спорта.

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) и спортивная команда по мотокроссу «Сура» (г. Пенза) своими победами доказывают эффективность фирменных масел и топлив Компании.

Музей ОАО «ЛУКОЙЛ»

Корпоративный музей был создан в 2005 году и возглавляет сеть из более чем 20 музеев организаций Группы в различных регионах России, а также в Украине, Болгарии и Румынии.

В 2009 году было проведено более десятка передвижных выставок. Среди них «Отчизны верный сын (к 80-летию В.И. Грайфера)», «ЛУКОЙЛ – лидер фондового рынка», «Молодежная политика Компании», «Каспийский проект «ЛУКОЙЛа», «80 лет Пермской нефти», «60 лет промышленного освоения Волгоградской нефти», «Династия Нобелей для России (к 130-летию Товарищества нефтяного производства братьев Нобель)», «Первый инженер России В.Г. Шухов», «Д.И. Менделеев и русское нефтяное дело». Выставки демонстрировались в центральном офисе Компании, Государственном центральном музее современной истории России, Российской Академии Наук, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Технопарке г. Тюмени.

Помимо этого, была представлена экспозиция ОАО «ЛУКОЙЛ» в Государственном центральном музее современной истории России в рамках выставки «Мы – будущее России», посвященной Году молодежи.





ЛУКОЙЛ

Отчет о деятельности 2009

Корпоративное управление и ценные бумаги

Система корпоративного управления, выстроенная в Компании, является действенным инструментом защиты прав и соблюдения интересов акционеров. Эффективная система корпоративного управления позволяет снизить средневзвешенную стоимость капитала и инвестиционные риски Компании, способствует росту ее инвестиционной привлекательности и, как следствие, акционерной стоимости. При этом особое внимание в рамках системы корпоративного управления ЛУКОЙЛ уделяет защите прав миноритарных акционеров.

В 2005 году в Устав ОАО «ЛУКОЙЛ» были внесены изменения, которые расширили полномочия Совета директоров и установили принцип единогласия при принятии решений по ключевым вопросам. Таким, например, как включение в повестку дня Общего собрания акционеров Компании вопросов об увеличении уставного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ» более чем на 10% или размещении Компанией эмиссионных ценных бумаг, которые могут быть конвертированы в акции, составляющие более 10% ранее размещенных акций Компании, в течение любого периода в 12 месяцев; одобрение сделки или нескольких взаимосвязанных сделок на сумму свыше 7,5% консолидированной стоимости активов Компании, не связанных с осуществлением основных видов ее деятельности.

Управление Компанией

В рамках деятельности по приведению управленческих процессов в Компании в соответствие с лучшей международной практикой и повышению их эффективности и прозрачности были предприняты значимые шаги. Как результат – внедрена современная система корпоративного управления; 6 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.

В 2009 году Совет директоров провел 9 очных заседаний и 21 заочное голосование. В рамках своих полномочий члены Совета директоров занимались следующими важнейшими вопросами:

- определением приоритетных направлений деятельности Компании в целом; стратегическим, среднесрочным и годовым планированием; подведением итогов деятельности;
- более углубленным изучением и разработкой конкретных шагов в области развития отдельных бизнес-сегментов группы «ЛУКОЙЛ» и направлений деятельности;
- формированием Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»; совершенствованием корпоративного управления общества (в частности, была принята Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» по вопросам работы с акционерами); подготовкой к проведению Общего собрания акционеров Компании;
- одобрением сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, выпусков облигаций и др.

Менеджмент Компании поддерживает высокий уровень открытости для инвестиционного и информационного сообществ. Это подтверждается регулярным проведением встреч руководства Компании с инвесторами и акционерами, организацией поездок в регионы представителей инвестиционного сообщества, проведением телефонных конференций и интернет-трансляций во время раскрытия финансовой отчетности и освещения других значительных событий в жизни Компании. Высокий профессионализм менеджмента на протяжении ряда лет отмечается экспертами.

Так, в 2009 году 6 топ-менеджеров организаций Группы заняли лидирующие позиции в ежегодном рейтинге Ассоциации менеджеров России и ИД «Коммерсант» «1 000 самых профессиональных менеджеров России».

Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»



**Грайфер
Валерий Исаакович**

Председатель Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»

Генеральный директор ОАО «РИТЭК»
(до 12.01.2010; с 12.01.2010 –
Председатель Совета директоров
ОАО «РИТЭК»)

Год рождения: 1929

В 1952 г. окончил Московский нефтяной институт им. И.М.Губкина. Кандидат технических наук. Награжден шестью орденами, четырьмя медалями, почетной грамотой Верховного Совета Татарской АССР. В 2009 г. награжден Почетной грамотой Президента РФ. С 1985 г. – заместитель Министра нефтяной промышленности СССР – начальник Главного тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности. В 1992–2009 гг. – генеральный директор ОАО «РИТЭК», с 2010 г. – Председатель Совета директоров ОАО «РИТЭК». С 2000 г. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». Профессор Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, лауреат Ленинской премии и премии Правительства РФ.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 1996 г.



**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, восьмью медалями. Дважды лауреат премии Правительства РФ. 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».

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 1993 г.



Блажеев Виктор Владимирович

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»*

Ректор Московской государственной юридической академии им. О.Е. Кутафина

Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1961

В 1987 г. окончил вечерний факультет Всесоюзного юридического заочного института (ВЮЗИ), в 1990 г. – Аспирантуру ВЮЗИ-МЮИ по кафедре гражданского процесса. С 1994 г. преподавательскую работу совмещает с работой на различных административных должностях в Московской государственной юридической академии (МГЮА). В 1999–2001 гг. – декан дневного факультета МГЮА. В 2001–2002 гг. – проректор по учебной работе МГЮА. В 2002–2007 гг. – первый проректор по учебной работе МГЮА. С 2007 г. по настоящее время – Ректор Московской государственной юридической академии им. О.Е. Кутафина.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2009 г.



Греф Герман Оскарович

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»*

Президент, Председатель Правления Сбербанка России

Председатель Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1964

В 1990 г. окончил Омский государственный университет, в 1993 г. – Аспирантуру Санкт-Петербургского государственного университета. В 1998–2000 гг. – первый заместитель Министра имущественных отношений РФ. В 2000–2007 гг. – Министр экономического развития и торговли РФ. С 2007 г. по настоящее время – Президент, Председатель Правления Сбербанка России.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2009 г.



Валлетт Дональд Эверт мл.

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»*

Президент по региону Россия/Каспий СопосоPhillips

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

Год рождения: 1958

Окончил в 1981 г. Университет Южной Калифорнии, бакалавр в области химического машиностроения. В 2002–2005 гг. – менеджер по обеспечению и оптимизации добычи продукции СопосоPhillips. В 2005–2006 гг. – Вице-президент по Штокмановскому проекту регионального подразделения Россия/Каспий компании СопосоPhillips. С декабря 2006 г. – Президент по региону Россия/Каспий СопосоPhillips. Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2007 г.



Иванов Игорь Сергеевич

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»*

Профессор Московского государственного института международных отношений (Университета)

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

Год рождения: 1945

В 1969 г. окончил Московский государственный институт иностранных языков им. М. Тореза. Доктор исторических наук. Профессор. Награжден российскими и иностранными орденами и медалями. В 1993–1998 гг. – первый заместитель Министра иностранных дел РФ. В 1998–2004 гг. – Министр иностранных дел РФ. С 2004 г. по 2007 г. – Секретарь Совета безопасности РФ. Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2009 г.

* В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002.



Маганов Равиль Ульфатович

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

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

Год рождения: 1954

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

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 1993 г.



Мацке Ричард

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Год рождения: 1937

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

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2002 г.



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. по н.в. – генеральный директор ООО «Менеджмент-консалтинг». С 2004 г. Председатель Совета директоров ЗАО «Русская Медиагруппа», ООО «Управляющая компания Капиталь Паевые Инвестиционные Фонды» и Член Совета директоров ОАО «Футбольный Клуб «Спартак – Москва», ОАО Коммерческий банк «Петрокоммерц». С 2005 г. – Член Совета директоров ЗАО «ИФД Капиталь», ОАО «Редакция газеты «Известия», в 2008–2009 гг. – Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «Капиталь», с 2008 г. – Член Совета директоров ООО «Управляющая компания «Капиталь».

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2003 г.

* В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002.



Цветков Николай Александрович

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

Год рождения: 1960

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

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 1995 г. (за исключением 1996–1997 гг.).



Шохин Александр Николаевич

Независимый член Совета директоров
 ОАО «ЛУКОЙЛ»*

Президент Российского союза промышленников и предпринимателей
 Президент Государственного университета – Высшей школы экономики
 Председатель Комитета по кадрам
 и вознаграждениям Совета директоров
 ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1951

В 1974 г. окончил экономический факультет МГУ им. М.В.Ломоносова, доктор экономических наук, профессор. Награжден орденом «За заслуги перед Отечеством» IV степени и медалью Совета Безопасности РФ «За заслуги в обеспечении национальной безопасности». Трудовую деятельность начал в 1969 г. В 1991–1994 гг. занимал посты заместителя Председателя Правительства РФ, Министра экономики РФ, Министра труда и занятости РФ. С 1994 г. по 2002 г. – депутат Государственной Думы РФ трех созывов. В 1996–1997 гг. – первый заместитель Председателя Государственной Думы РФ, в 1997–1998 гг. – Председатель фракции «Наш дом – Россия». В 1998 г. – заместитель Председателя Правительства РФ. В 2002–2005 гг. – Председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал». С 2005 г. по 2009 г. член Общественной палаты РФ. С 2005 по н.в. – Президент Российского союза промышленников и предпринимателей. Член Совета при Президенте РФ по национальным приоритетным проектам и демографической политике, член Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Председателе Правительства РФ, член Комиссий Правительства РФ: по административной реформе; по законопроектной деятельности; по инвестиционным проектам, имеющим общегосударственное значение

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2005 г.

* В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002.

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ»



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, восьмью медалями, Благодарностью Президента РФ. Дважды лауреат премии Правительства РФ. С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири. В 1987–1990 гг. – генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтюменнефтегаза Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1990–1991 гг. – заместитель, первый заместитель Министра нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1992–1993 гг. – Президент нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть». В 1993–2000 гг. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С 1993 г. – Президент ОАО «ЛУКОЙЛ».



Барков Анатолий Александрович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

Вице-президент – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи ОАО «ЛУКОЙЛ»

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 – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи ОАО «ЛУКОЙЛ».



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 ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1958

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



Маганов Равиль Ульфатович

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

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

Год рождения: 1954

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



Москаленко Анатолий Алексеевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Начальник Главного управления по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1959

В 1980 г. окончил Московское высшее общевойсковое командное училище им. Верховного Совета РСФСР, в 1987 г. – Военно-дипломатическую академию, в 2005 г. – Российскую академию государственной службы при Президенте РФ. Кандидат экономических наук. Награжден пятью орденами и двадцатью медалями. В 1976–2001 гг. служил в Вооруженных Силах. В 2001–2003 гг. – начальник Управления персоналом, начальник Департамента управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2003 г. – начальник Главного управления по персоналу ОАО «ЛУКОЙЛ».



Матыцын Александр Кузьмич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

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».



Муляк Владимир Витальевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Год рождения: 1955

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



Некрасов Владимир Иванович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Год рождения: 1957

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



Федун Леонид Арнольдович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

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 – начальник Главного управления стратегического развития и инвестиционного анализа ОАО «ЛУКОЙЛ».



Субботин Валерий Сергеевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

Вице-президент – начальник Главного управления поставок и продаж ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1974

В 1996 г. окончил Тюменский государственный университет. В 1998–2003 гг. работал в АО «ЛУКОЙЛ-Прага», АО «ЛУКОЙЛ-Болгария», Московском представительстве компании «ЛИТАСКО». В 2003–2005 гг. – Первый заместитель руководителя Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2005–2007 гг. – Первый заместитель начальника Главного управления поставок и продаж ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2007 г. – Вице-президент – начальник Главного управления поставок и продаж ОАО «ЛУКОЙЛ».



Хавкин Евгений Леонидович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Год рождения: 1964

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



Хоба Любовь Николаевна

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
 (до 25.08.2009 включительно)
 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. до 25.08.2009 включительно – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ».



Шарифов Вагит Садиевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Вице-президент – начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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». В 1996–2002 гг. – Вице-президент по нефтепродуктообеспечению, с 2002 г. – Вице-президент – начальник Главного управления по контролю и внутреннему аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ».



Челоянц Джеван Крикорович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Вице-президент – начальник Главного технического управления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Год рождения: 1959

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

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 31 декабря 2009 года¹

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %	Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Алекперов В.Ю.	20,60 ²	Кукура С.П.	0,39
Блажеев В.В.	–	Масляев И.А.	0,02
Валлетт Д.Э.	–	Матыцын А.К.	0,30
Грайфер В.И.	0,007	Москаленко А.А.	0,01
Греф Г.О.	–	Муляк В.В.	0,01
Иванов И.С.	–	Некрасов В.И.	0,04
Маганов Р.У.	0,37	Субботин В.С.	0,005
Мацке Р.	–	Федун Л.А.	9,27 ²
Михайлов С.А.	0,05	Хавкин Е.Л.	0,01
Цветков Н.А.	1,03 ²	Хоба Л.Н.	0,34
Шохин А.Н.	–	Челоянц Д.К.	0,10
Барков А.А.	0,07	Шарифов В.С.	–

¹ Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале указаны в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации по раскрытию такой информации и рассчитаны с учетом акций, находящихся на счетах этих лиц, а также на счетах номинальных держателей, которые выступают держателями принадлежащих указанным лицам акций.

² С учетом бенефициарного владения.

Вознаграждение членам Совета директоров и Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»¹

Органы управления	Выплачено в 2009 году, тыс. руб.				
	заработная плата	премии	вознаграждение	прочие выплаты	итого
Совет директоров	–	–	55 974,5	12 306,1	68 280,6
Правление	421 187,6	402 903,0	29 386,0	22 013,6	875 490,2

¹ Для членов Совета директоров, являвшихся одновременно членами Правления, вознаграждение, полученное за членство в Совете директоров, отражено только в строке «Совет директоров», а заработная плата, премии, вознаграждение членам Правления и прочие выплаты отражены только в строке «Правление».

В 2009 году каждому из членов Совета директоров было выплачено вознаграждение за исполнение им обязанностей члена Совета директоров в размере 4 млн 470 тыс. рублей. Дополнительно были выплачены вознаграждения за исполнение функций Председателя Совета директоров (1 млн 040 тыс. рублей), за исполнение функций Председателя комитета (520 тыс. рублей), а также некоторые другие виды вознаграждений, связанные с выполнением функций члена Совета директоров и члена комитета. Членам Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» также были компенсированы расходы, связанные с исполнением ими функций членов Совета директоров, виды которых установлены решением годового Общего собрания акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» от 24 июня 2004 года, в размере фактически произведенных и документально подтвержденных расходов.

Членам Правления Компании в отчетном году было выплачено вознаграждение в размере месячного должностного оклада по основной работе, которое в соответствии с основными условиями договоров, заключаемых с членами Правления, выплачивается при условии выполнения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период. Помимо этого, членами Правления была получена годовая базовая заработная плата (сумма ежемесячных должностных окладов за год согласно трудовым договорам), годовые премиальные выплаты по результатам работы за 2008 год, дополнительные компенсации социального характера, а также ежегодные долгосрочные премиальные выплаты. Размер долгосрочных премиальных выплат определялся произведением количества условно закрепляемых акций за работниками на размер дивиденда, объявленного на одну акцию на годовом общем собрании акционеров.

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

Состав Комитета (с 25.06.2009): И.С. Иванов (председатель Комитета), Д. Валлетт мл., Р.У. Маганов и Р. Мацке.

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

Состав Комитета (с 25.06.2009): Г.О. Греф (председатель Комитета), В.В. Блажеев 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

Состав Комитета (с 25.06.2009): А.Н. Шохин (председатель Комитета), С.А. Михайлов и Н.А. Цветков.

Изменения в составе Группы

Программа реструктуризации реализуется в ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2002 года. 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.

Всего в 2009 году проданы за пределы Группы акции и доли в уставных капиталах дочерних и зависимых обществ на сумму 92 млн долл. При этом на приобретение и консолидацию потрачено 2 945 млн долл. Крупнейшими приобретениями Группы в отчетном году стали покупка долей в нефтеперерабатывающем комплексе TRN (Нидерланды) и совместном

предприятии LUKARCO B.V., а также доведение доли в ОАО «РИТЭК» и ОАО «ЮГК ТГК-8» до 100%.

Крупнейшие корпоративные сделки в 2009 году:

- в июне 2009 года ОАО «ЛУКОЙЛ» подписало соглашение о приобретении у компании TOTAL S.A. 45%-й доли участия в НПЗ TOTAL Raffinaderij Nederland N.V.(TRN) в Нидерландах. Сделка была завершена в сентябре 2009 года, окончательная сумма сделки составила около 700 млн долл. Управление заводом осуществляется по процессинговой схеме. Компания в соответствии со своей долей участия будет обеспечивать поставки нефти и другого сырья, а также получать готовые нефтепродукты. НПЗ имеет доступ к транспортной инфраструктуре, включая терминал Maasvlakte Olie (Нидерланды), в котором TRN принадлежит 22% участия;
- в декабре 2009 года группа «ЛУКОЙЛ» завершила сделку по выкупу у дочерней компании BP 46% участия в совместном предприятии LUKARCO B.V., разрабатывающем Тенгизское и Королевское месторождения в Казахстане. В результате приобретения Группа стала владельцем 100% акций LUKARCO B.V. Общая сумма сделки составила 1,6 млрд долл. Первый платеж в сумме 300 млн долл. был уплачен в декабре 2009 года, оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее двух лет после приобретения. В результате этого приобретения доказанные запасы Компании увеличились на 102 млн барр. нефти и 130 млрд фут³ газа, прирост добычи нефти составил более 13 тыс. барр./сут;
- в январе–ноябре 2009 года Группа выкупила у миноритарных акционеров около 25% акций ОАО «РИТЭК», таким образом доведя свою долю до 100%. РИТЭК занимается добычей нефти в европейской части России и Западной Сибири, а также ведет активную научно-инновационную деятельность;
- в апреле–мае 2009 года Группа выкупила у миноритарных акционеров около 4,57% акций ОАО «ЮГК ТГК-8», таким образом доведя свою долю до 100%.

Управление финансовой деятельностью

Глобальный подход к управлению финансами, применяемый в Компании, продиктован ростом масштабов и географической диверсификации ее деятельности. Система централизованного управления казначейскими операциями, созданная в Компании в 2006 году, осуществляет эффективное распределение капитала между организациями Группы.

2009 год характеризовался существенным дефицитом ликвидности на международных финансовых рынках, а также ужесточением требований кредиторов. Однако, благодаря проведению централизованной политики привлечения внешнего финанси-

рования и стабильному финансовому положению Компании, удалось поддержать стоимость консолидированного долга на лучших рыночных условиях и обеспечить бесперебойное финансирование Группы в полном объеме и в необходимые сроки.

В отчетном году продолжалась реализация системы пулинга остатков денежных средств и их эффективного перераспределения в России и за рубежом, в результате чего удалось увеличить доходность от инвестирования остатков денежных средств.

При этом успешно осуществлялась диверсификация источников финансирования в целях обеспечения оптимальной структуры долгового портфеля. В частности, в июне и августе 2009 года Компания осуществила выпуск биржевых облигаций на общую сумму 40 млрд руб. (1,3 млрд долл.).

В августе 2009 года Компанией был привлечен синдицированный кредит в размере 1,2 млрд долл. сроком на 3 года, обеспеченный поставками нефти. Кредит был предоставлен под ставку на лучших рыночных условиях для российских компаний (LIBOR + 4% годовых).

В ноябре отчетного года был размещен выпуск еврооблигаций в размере 1,5 млрд долл. двумя траншами – на 900 млн долл. (на 5 лет) и на 600 млн долл. (на 10 лет). Доходность по выпуску была зафиксирована на докризисном уровне, что является беспрецедентным для российской частной компании.

Совокупный экономический эффект от проведенных в 2009 году мероприятий по оптимизации управления финансами составил 1,2 млрд долл., что почти в 2 раза больше, чем в 2008 году.

Внутренний контроль и аудит

Неотъемлемой частью структуры корпоративного управления Компании является система контроля и внутреннего аудита, которая позволяет обеспечить эффективность работы Компании и защиту интересов ее акционеров и инвесторов. Созданная в Группе единая Служба внутреннего аудита предоставляет менеджменту Компании объективную и достоверную информацию о деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» и ее структурных подразделений.

В 2009 году были проведены 22 аудиторские и контрольные проверки в структурных подразделениях головной компании и организациях группы «ЛУКОЙЛ» по всем направлениям бизнеса. Кроме того, Служба внутреннего аудита Компании при-

няла участие в проведении 3 проверок деятельности зарубежных организаций бизнес-сегмента «Переработка и сбыт». В ходе проверок осуществлялся контроль соответствия деятельности организаций Группы требованиям применимого законодательства, локальных нормативных актов, а также международным стандартам и нормам.

Основные задачи проверок:

- анализ эффективности деятельности, в том числе инвестиционной, организаций группы «ЛУКОЙЛ»;
- контроль соответствия деятельности организаций Группы стратегическим целям и задачам Компании, проверка исполнения решений органов управления Компании (в том числе принятых по результатам ранее проведенных проверок);
- выявление существенных рисков в деятельности организаций Группы, разработка рекомендаций по их минимизации;
- 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.

По итогам проведенных проверок были разработаны аудиторские рекомендации и приняты управленческие решения, направленные на повышение эффективности деятельности Группы, минимизацию выявленных рисков, совершенствование системы внутреннего контроля и управления рисками. В целях минимизации выявленных рисков в деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» Службой внутреннего аудита Компании осуществляется систематический контроль выполнения решений органов управления ОАО «ЛУКОЙЛ», принятых по результатам ранее проведенных проверок, а также планов мероприятий, разработанных на основе рекомендаций внутреннего аудита. Итоги мониторинга ежеквартально представляются Президенту Компании. При этом в отчетном периоде доля выполненных в установленный срок поручений по итогам проверок возросла по сравнению с предыдущим годом: с 90% в 2008 году до 93,3% в 2009 году.

В Компании на постоянной основе ведется работа по организации и координации ревизионной деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ». В 2009 году в целях обеспечения координации деятельности членов Ревизионных комиссий было организовано проведение ревизионных проверок финансово-хозяйственной деятельности за 2008 год в 64 организациях Группы.

В отчетном году в Компании продолжалось развитие и совершенствование системы проведения тендерных процедур, которая является важным элементом системы внутреннего контроля. Всего в 2009 году по группе «ЛУКОЙЛ» проведено 4 934 тендерных процедуры на общую сумму 2,6 млрд долл. За счет усиления контроля за соблюдением порядка проведения тендерных процедур, повышения каче-

ства оценки тендерной документации и тендерных предложений претендентов было достигнуто снижение затрат на приобретение товаров, работ и услуг по группе «ЛУКОЙЛ» на 361 млн долл.

В течение 2009 года обеспечивался систематический контроль со стороны Компании за соблюдением установленных процедур и полномочий при заключении организациями Группы сделок, затрагивающих интересы акционеров и инвесторов Компании. В соответствии с утвержденным Правлением ОАО «ЛУКОЙЛ» Порядком принятия решений об участии в других организациях Службой внутреннего аудита в 2009 году были подготовлены и направлены в Комиссию по реструктуризации группы «ЛУКОЙЛ» заключения по 71 корпоративной сделке, из числа которых было одобрено заключение 41. Кроме того, были рассмотрены материалы и даны заключения по 37 инвестиционным проектам.

Информационная открытость

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

В 2009 году Компания в очередной раз стала победителем и призером в нескольких номинациях ежегодных конкурсов годовых отчетов.

Получение подобных наград является заслуженной оценкой деятельности Компании, направленной на повышение информационной прозрачности и эффективное раскрытие информации о своей деятельности для инвесторов, акционеров и широкой общественности.

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.

Ценные бумаги Компании

2009 год стал годом роста капитализации ОАО «ЛУКОЙЛ» после значительного ее падения годом ранее, вызванного мировым финансовым кризисом.

Капитализация ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец года составила 47,8 млрд долл. по сравнению с 27,2 млрд долл. на конец 2008 года.

При этом в течение отчетного года наблюдалась высокая волатильность цены акций Компании, что соответствовало мировым и российским тенденциям.

Динамика акции на протяжении отчетного года определялась прежде всего ценой на нефть Юралс. К концу года она достигла 77 долл./барр. (по сравнению с 40 долл./барр. в начале года) в основном благодаря ограничительной политике ОПЕК. На настроения на рынке также влияли макроэкономические показатели, в первую очередь в США и Китае, показавшие некоторое восстановление спроса на нефть

к концу года. Кроме того, во второй половине года возобновился существенный приток инвестиций на развивающиеся рынки, в том числе в Россию.

Кроме макроэкономических факторов, на цену акций оказывали влияние и внутрикорпоративные. Так, в 2009 году Компания успешно осуществляла антикризисную программу, направленную на повышение производственной эффективности и рост свободного денежного потока, увеличила добычу и переработку углеводородов, получила право на разработку месторождения Западная Курна-2 в Ираке, приобрела долю в НПЗ TRN в Нидерландах, вела активную политику в сфере привлечения капитала.

В итоге за отчетный период цена акций ОАО «ЛУКОЙЛ» выросла на 75,6% (по результатам торгов на ОАО «Фондовая биржа «РТС»), составив 56,2 долл. за акцию на конец 2009 года. Рост цены акций Компании в 2009 году несколько отставал от роста российского фондового рынка в целом (индекс РТС вырос на 128,6%, ММВБ – на 121%). Таким образом, текущая недооцененность акций создает потенциал их существенного роста в будущем.

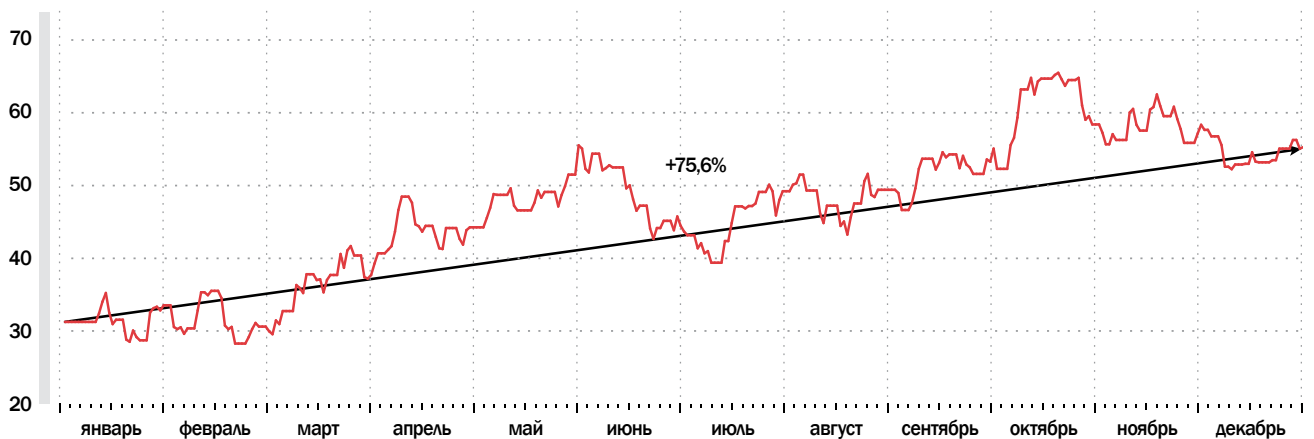
Несмотря на непростую ситуацию на фондовом рынке и в экономике в целом, в течение 2009 года акции ОАО «ЛУКОЙЛ» входили в число наиболее ликвидных ценных бумаг российских эмитентов в России и за рубежом. Доля акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в

объеме торгов на основных торговых площадках – в ЗАО «ММВБ» и ОАО «Фондовая биржа «РТС» – составила в 2009 году 6,5 и 5,3% соответственно.

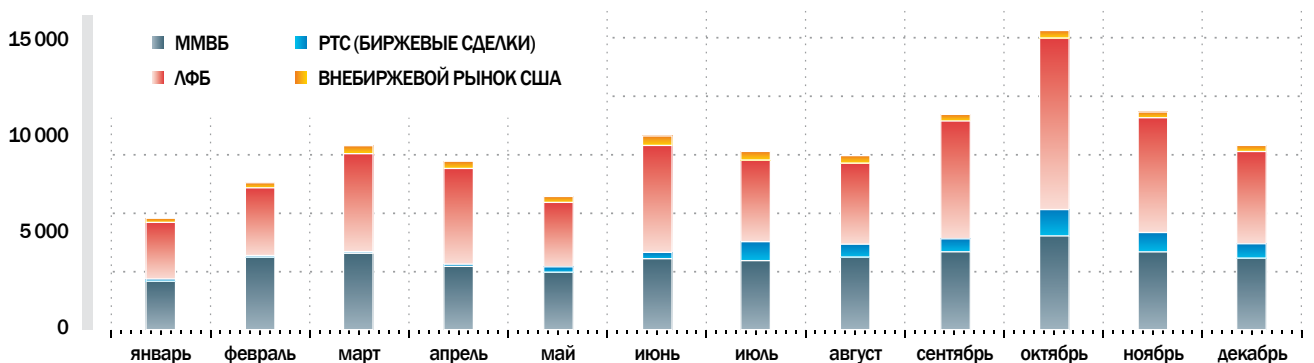
В отчетном году продолжали действовать и программы американских депозитарных расписок на акции Компании, которые торговались на внебиржевом рынке США, а также на биржах Лондона, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта и др.

На конец 2009 года общее количество АДР, выпущенных на обыкновенные акции, было эквивалентно 581 млн акций (68,3% от уставного капитала Компании). АДР, выпущенные на акции ОАО «ЛУКОЙЛ», по итогам 2009 года заняли второе место по объему торгов среди АДР иностранных компаний, котируемых на Лондонской фондовой бирже в системе IOB (18,7% совокупного среднемесячного объема торгов в данной системе).

ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА РТС (2009), ДОЛЛ.



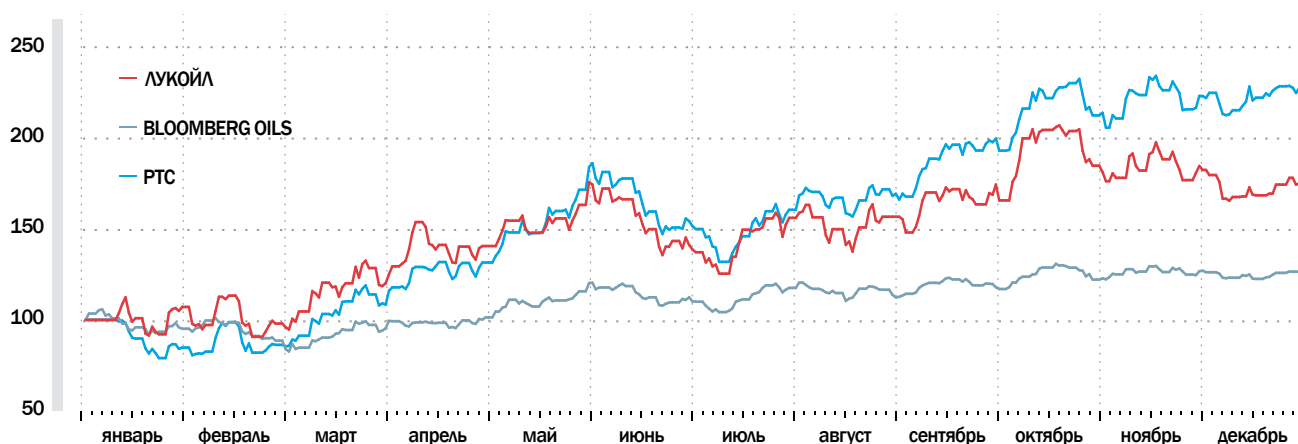
ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ОБЪЕМ ТОРГОВ АКЦИЯМИ (АДР) ОАО «ЛУКОЙЛ» (2009), МЛН ДОЛЛ.



ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА РТС И ЦЕНА НА НЕФТЬ СОРТА ЮРАЛС (2009), %



ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» ПО СРАВНЕНИЮ С ИНДЕКСОМ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ BLOOMBERG OILS И ИНДЕКСОМ РТС (2009), %

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

	Количество акций на 01.01.09	% от общего числа акций на 01.01.09	Количество акций на 01.01.10	% от общего числа акций на 01.01.10
«ИНГ Банк (Евразия)» ЗАО	585 245 353	68,81%	588 130 232	69,15%
Депозитарно-клиринговая Компания	67 184 973	7,90%	75 790 805	8,91%
КБ «Ситибанк» ЗАО	69 274 981	8,14%	66 536 986	7,82%
Национальный Депозитарный Центр	48 689 475	5,72%	38 176 573	4,49%
СДК «Гарант»	31 028 284	3,65%	33 177 732	3,90%
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»	19 627 533	2,31%	13 574 885	1,60%

¹ Номинальные держатели.

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

	Дивиденд, руб.	Дивидендная доходность, % ²
2005	33	2,71
2006	38	1,77
2007	42	2,10
2008	50	2,38
2009 ¹	52	3,62

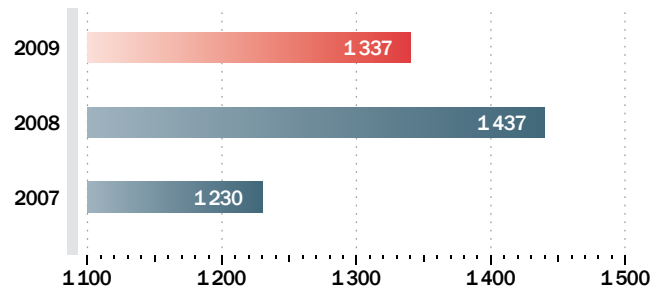
В 2009 году по сравнению с 2008 годом было зафиксировано заметное снижение биржевых объемов торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» и депозитарными расписками на акции Компании как в количественном, так и в денежном выражении. Данная динамика была характерна не только для акций Компании, но и для акций большинства российских эмитентов. Однако во втором полугодии объемы торгов начали восстанавливаться благодаря оживлению международного рынка капитала.

В отчетном году акции ОАО «ЛУКОЙЛ» оставались базовым инструментом для торговли ценными бумагами на российском срочном фондовом рынке. Так, фьючерсные контракты на поставку акций ОАО «ЛУКОЙЛ» были одним из основных инструментов Секции срочного рынка ОАО «Фондовая биржа «РТС».

Осенью 2009 года Группа осуществила выпуск еврооблигаций. Первый транш на 900 млн долл. со сроком погашения в 2014 году был размещен под 6,375%, второй – на 600 млн долл. со сроком погашения в 2019 году под 7,250%. Облигации со сроком погашения в 2014 году были выпущены по цене, равной 99,474% от их номинальной стоимости, в результате чего их доходность до погашения составит 6,500%. Облигации со сроком погашения в 2019 году были выпущены по цене, равной 99,127% от их номинальной стоимости, в результате чего их доходность до погашения составит 7,375%. Этот выпуск еврооблигаций стал первым для российских частных компаний более чем за год. При этом условия размещения стали крайне удачными для Компании благодаря высокому спросу на бумаги.

Компания «ЛУКОЙЛ» в отчетном году приложила максимум усилий для сохранения и наращивания своей акционерной стоимости. Были увеличены операционные показатели, приобретены новые эффективные активы и при этом велась жесткая политика по сдерживанию капитальных затрат и наращиванию свободных денежных потоков. Это позволило Компании сохранить свою инвестиционную привлекательность в условиях нестабильности мировой финансовой системы. В 2009 году ЛУКОЙЛ разработал и утвердил десятилетнюю программу стратегическо-

ДИВИДЕНДЫ, ВЫПЛАЧЕННЫЕ
ПО АКЦИЯМ КОМПАНИИ, МЛН ДОЛЛ.



го развития, в которой делается акцент на росте свободных денежных потоков и доходов акционеров. Выполнение поставленных целей станет залогом роста курсовой стоимости акций в будущем и преодоления текущей недооцененности Компании.

Дивиденды

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

Дивиденды, начисленные в 2009 году по итогам 2008 года, составили 1 360 млн долл., или 15% от консолидированной чистой прибыли группы «ЛУКОЙЛ» по ОПБУ США за 2008 год.

В 2009 году было принято решение о постепенном увеличении доли дивидендов в чистой прибыли с утвержденных ранее 15 до 30%. По итогам 2009 года объем дивидендных выплат не будет снижен по сравнению с 2008 годом, несмотря на сокращение чистой прибыли: 20 апреля 2010 года Совет директоров рекомендовал годовому Общему собранию акционеров утвердить дивиденды по итогам 2009 года в размере 52 руб. на акцию (1,72 долл. по курсу на 31.12.2009), что соответствует уровню предыдущего года. Таким образом, доля дивидендов в чистой прибыли составит более 20% и существенно превысит уровень 2008 года. Дивидендная доходность составит 3,6%. Базовая прибыль на обыкновенную акцию в 2009 году составила 8,28 долл. по сравнению с 10,88 долл. в 2008 году.

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

² Расчет дивидендной доходности производится исходя из средней рыночной цены обыкновенной акции и курса доллара на конец года, по итогам которого выплачиваются дивиденды.

Консолидированная финансовая отчетность за 2009 и 2008 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 2009 и 2008 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2009, 2008 и 2007 гг. Ответственность за подготовку консолидированной финансовой отчетности несет руководство ОАО «ЛУКОЙЛ». Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение по данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного аудита.

Мы проводили аудит в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. Эти стандарты требуют, чтобы мы планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает рассмотрение системы внутреннего контроля над подготовкой финансовой отчетности с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения

мнения об эффективности системы внутреннего контроля над подготовкой финансовой отчетности. Соответственно, мы не выражаем такого мнения. Аудит также включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и пояснений, содержащихся в финансовой отчетности, оценку используемых принципов бухгалтерского учета и существенных допущений, сделанных руководством, а также общей формы представления финансовой отчетности. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для того, чтобы высказать мнение о достоверности данной отчетности.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., а также результаты деятельности и движение денежных средств за 2009, 2008 и 2007 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

ЗАО КПМГ

ЗАО «КПМГ»
Москва, Российская Федерация
19 марта 2010 года

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные балансы

по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2009	2008
АКТИВЫ			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 274	2 239
Краткосрочные финансовые вложения		75	505
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	5	5 935	5 069
Запасы	6	5 432	3 735
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 549	3 566
Прочие оборотные активы		574	519
Итого оборотные активы		17 839	15 633
Финансовые вложения	7	5 944	3 269
Основные средства	8	52 228	50 088
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	12	549	521
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	9	1 653	1 159
Прочие внеоборотные активы		806	791
ИТОГО АКТИВЫ		79 019	71 461
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		4 906	5 029
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	10	2 058	3 232
Обязательства по уплате налогов		1 828	1 564
Прочие краткосрочные обязательства		902	750
Итого краткосрочные обязательства		9 694	10 575
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	11, 15	9 265	6 577
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	12	2 080	2 116
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	1 189	718
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		412	465
Итого обязательства		22 640	20 451
Капитал	14		
Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»			
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(282)	(282)
Добавочный капитал		4 699	4 694
Нераспределенная прибыль		51 634	45 983
Прочий накопленный совокупный убыток		(75)	(70)
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		55 991	50 340
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях		388	670
Итого капитал		56 379	51 010
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ		79 019	71 461

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
АЛЕКПЕРОВ В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»
КОЗЫРЕВ И.А.



ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках

за 2009, 2008 и 2007 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2009	2008	2007
ВЫРУЧКА				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	22	81 083	107 680	81 891
ЗАТРАТЫ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ				
Операционные расходы		(7 124)	(8 126)	(6 172)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(31 977)	(37 851)	(27 982)
Транспортные расходы		(4 830)	(5 460)	(4 457)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 306)	(3 860)	(3 207)
Износ и амортизация		(3 937)	(2 958)	(2 172)
Налоги (кроме налога на прибыль)	12	(6 474)	(13 464)	(9 367)
Акцизы и экспортные пошлины		(13 058)	(21 340)	(15 033)
Затраты на геолого-разведочные работы		(218)	(487)	(307)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(381)	(425)	(123)
ПРИБЫЛЬ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		9 778	13 709	13 071
Расходы по процентам		(667)	(391)	(333)
Доходы по процентам и дивидендам		134	163	135
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	351	375	347
(Убыток) прибыль по курсовым разницам		(520)	(918)	35
Прочие внеоперационные расходы		(13)	(244)	(240)
ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ		9 063	12 694	13 015
Текущий налог на прибыль		(1 922)	(4 167)	(3 410)
Отложенный налог на прибыль		(72)	700	(39)
ИТОГО РАСХОД ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	12	(1 994)	(3 467)	(3 449)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ		7 069	9 227	9 566
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях		(58)	(83)	(55)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, ОТНОСЯЩАЯСЯ К ОАО «ЛУКОЙЛ»		7 011	9 144	9 511
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США), относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	14	8,28	10,88	11,48

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе за 2009, 2008 и 2007 гг.

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2009		2008		2007	
	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	(282)		(1 591)		(1 098)	
Акции, выкупленные у акционеров	–		(219)		(712)	
Выбытие акций	–		1 528		219	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	(282)		(282)		(1 591)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 694		4 499		3 943	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	–		20		–	
Результат программы вознаграждения	20		103		103	
Изменения в неконтролируемой доле дочерних компаний	(15)		–		–	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	–		72		453	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	4 699		4 694		4 499	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	45 983		38 349		30 061	
Чистая прибыль	7 011	7 011	9 144	9 144	9 511	9 511
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 360)		(1 510)		(1 223)	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	51 634		45 983		38 349	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(70)		(59)		(21)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	(4)	(4)	(5)	(5)	(16)	(16)
Актuarная прибыль (актуарный убыток)	1	1	(6)	(6)	(22)	(22)
Непризнанный убыток от ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации	(2)	(2)	–	–	–	–
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	(75)		(70)		(59)	
Итого совокупный доход за год		7 006		9 133		9 473
ИТОГО АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ, ОТНОСЯЩИЙСЯ К ОАО «ЛУКОЙЛ», НА 31 ДЕКАБРЯ	55 991		50 340		41 213	

(Продолжение таблицы на стр. 125)

(Продолжение таблицы. Начало на стр. 124)

	2009		2008		2007	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях						
Остаток на 1 января	670		577		523	
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	58		83		55	
Изменение в неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(340)		10		(1)	
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	388		670		577	
ИТОГО КАПИТАЛ НА 31 ДЕКАБРЯ	56 379		51 010		41 790	

	Движение акций (тыс. штук)		
	2009	2008	2007
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января		850 563	850 563
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	850 563	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января		(3 836)	(23 632)
Акции, выкупленные у акционеров		–	(2 899)
Выбытие акций, выкупленных у акционеров		–	22 384
ОСТАТОК НА 31 ДЕКАБРЯ	(3 836)	(3 836)	(23 321)

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2009, 2008 и 2007 гг.

(в миллионах долларов США)

	Примечание	2009	2008	2007
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Чистая прибыль		7 011	9 144	9 511
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		3 937	2 958	2 172
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		(213)	(238)	209
Списание затрат по сухим скважинам		117	317	143
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		381	425	123
Отложенный налог на прибыль		72	(700)	39
(Неденежная прибыль) неденежный убыток по курсовым разницам		(57)	(668)	251
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(20)	(29)	(36)
Прочие, нетто		138	404	297
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность и векселя к получению		(1 171)	2 647	(2 297)
Запасы		(1 719)	963	(1 148)
Кредиторская задолженность		96	(989)	1 599
Обязательства по уплате налогов		292	(521)	386
Прочие краткосрочные активы и обязательства		19	599	(368)
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		8 883	14 312	10 881
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Приобретение лицензий		(40)	(12)	(255)
Капитальные затраты		(6 483)	(10 525)	(9 071)
Поступления от реализации основных средств		91	166	72
Приобретение финансовых вложений		(216)	(398)	(206)
Поступления от реализации финансовых вложений		478	636	175
Реализация долей в дочерних и зависимых компаниях		92	3	1 136
Приобретение компаний и неконтролируемых долей в дочерних компаниях (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(2 845)	(3 429)	(1 566)
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		(8 923)	(13 559)	(9 715)

(Продолжение таблицы на стр. 127)

(Продолжение таблицы. Начало на стр. 126)

	Примечание	2009	2008	2007
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(1 281)	974	(59)
Поступления от продажи активов с последующей арендой		–	235	–
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		5 467	2 884	2 307
Погашение долгосрочных обязательств		(2 697)	(1 547)	(1 632)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 337)	(1 437)	(1 230)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(85)	(168)	(78)
Финансирование, полученное от связанных и сторонних миноритарных акционеров		20	39	177
Приобретение акций Компании		–	(219)	(712)
Поступления от продажи собственных акций		–	–	129
Прочие, нетто		–	2	–
ЧИСТЫЕ ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ПОЛУЧЕННЫЕ ОТ (ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В) ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		87	763	(1 098)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(12)	(118)	21
ЧИСТОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТОВ		35	1 398	89
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 239	841	752
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ НА КОНЕЦ ГОДА	3	2 274	2 239	841
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		520	440	338
Налог на прибыль уплаченный		1 575	4 902	2 872

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Примечание 1. Организация и условия хозяйственной деятельности

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

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

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

Условия хозяйственной и экономической деятельности

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

Данная консолидированная финансовая отчетность отражает оценку руководством Компании возможного влияния существующих условий хозяй-

ствования в странах, в которых Группа осуществляет свои операции, на результаты ее деятельности и ее финансовое положение. Фактическое влияние будущих условий хозяйствования может отличаться от оценок, которые дало им руководство.

Основа подготовки финансовой отчетности

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

Примечание 2. Основные принципы учетной политики

Принципы консолидации

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

Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу про-

порциональной консолидации. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения. Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия, и вложения в прочие компании отражены в статье «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

Использование оценок

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

Выручка

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов признается на момент перехода к покупателю прав собственности на них, когда риски и выгоды владения принимаются покупателем и цена является фиксированной или может быть определена. 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 рублях Российской Федерации. Функциональной валютой Компании и валютой отчетности является доллар США.

В отношении хозяйственных операций в Российской Федерации и для большинства хозяйственных операций, осуществляемых за пределами Российской Федерации, доллар США является функциональной валютой. В странах, 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.

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, во всех случаях включаются в консолидированный отчет о прибылях и убытках.

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. валютный курс составлял 30,24, 29,38 и 24,55 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 с даты их выпуска.

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

Начиная с 1 января 2009 г. Группа приняла решение изменить метод учета готовой продукции и товаров, приобретенных для перепродажи, с метода учета по средневзвешенной стоимости на метод учета по стоимости первого по времени приобретения или выработки (ФИФО). Руководство считает, что метод учета затрат ФИФО для указанных категорий запасов более предпочтителен по причине того,

что он отражает результаты наиболее последней по времени деловой активности, позволяет наиболее оперативно отражать результаты деятельности и представляет наилучшее соответствие между затратами и соответствующей реализацией. Группа определила, что ретроспективно определить накопленный эффект от применения такого изменения не представляется возможным из-за отсутствия необходимой информации.

Стоимость всех прочих категорий запасов определяется с использованием метода средневзвешенной стоимости.

Финансовые вложения

Все долговые и долевыми 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 на приобретение 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 если проводятся достаточные мероприятия для оценки запасов, экономической и технической целесообразности проекта. При невыполнении этих условий или при получении информации, которая приводит к существенным сомнениям в экономической или технической целесообразности проекта, скважина признается обесцененной и ее стоимость (за минусом ликвидационной стоимости) относится на расходы.

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

Производственные и накладные расходы относятся на затраты по мере их 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 осуществляют также 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.

Существенные основные средства, относящиеся к недоказанным запасам, проходят тест на обесценение пообъектно на регулярной основе, и выявленные обесценения списываются на расходы.

Обязательства, связанные с окончанием использования активов

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

Деловая репутация и прочие нематериальные активы

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

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

Снижение стоимости долгосрочных активов

Долгосрочные активы, такие как нефте- и газодобывающие основные средства (кроме основных средств, относящихся к недоказанным запасам), 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.

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, не использованных 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.

Позиция по фактам неопределенности при расчете налога на прибыль признается только в случае, если эта позиция более вероятно, чем нет, пройдет тест, основанный на ее технических по-

казателях. Признанная налоговая позиция отражается в наибольшей сумме, вероятность реализации которой выше 50%. Изменения в признании или определении величины отражаются в том отчетном периоде, в котором произошло изменение суждения. Компания отражает штрафы и пени, относящиеся к налогу на прибыль, в расходах по налогу на прибыль в консолидированных отчетах о прибылях и убытках.

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.

Группа признает 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, являются неотраженной чистой актуарной прибылью и неотраженной стоимостью вклада предыдущей службы. Эти суммы впоследствии признаются в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение. Суммы актуарных прибылей и убытков, возникающих в будущих периодах и не признанных в этих периодах как чистые пенсионные расходы, включаются в состав прочего совокупного дохода. Эти суммы впоследствии признаются в составе чистых пенсионных расходов, так же как и суммы, включенные в состав прочего совокупного дохода.

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 Компании, 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 случае, когда подобное разводнение существует, представляются данные о разводненной прибыли на акцию.

Условные события и обязательства

На дату составления настоящей консолидированной финансовой отчетности возможно существование определенных условий (обстоятельств), которые могут привести к убыткам для Группы. Возможность возникновения или невозникновения таких убытков зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие (события) в будущем.

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

Расходы на природоохранные мероприятия

Предполагаемые расходы, связанные с выполнением 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 ее 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.

Платежи, основанные на стоимости акций

Группа отражает обязательства по платежам сотрудникам, основанным на стоимости акций, по справедливой стоимости на дату введения программы и на каждую отчетную дату. Расходы признаются в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения. Платежи сотрудникам, основанные на стоимости акций и включенные в состав капитала, оцениваются по справедливой стоимости на дату введения программы и относятся на расходы в течение соответствующего периода до момента возникновения права на получение вознаграждения.

Сравнительные данные

Некоторые показатели предыдущих периодов были переклассифицированы для соответствия представленным данным отчетного периода.

Новые стандарты учета

В феврале 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (ОСУ) № 2010-09, которое дополняет Кодификацию учетных стандартов (КУС) № 855 (бывшее Положение № 165 «События после отчетной даты»), выпущенное в мае 2009 г. Группа применила КУС № 855, начиная с финансовой отчетности за второй квартал 2009 г. Данные Стандарты определяют требования по учету и раскрытию информации, которая связана с событиями после отчетной даты, и требуют от руководства компании, которая готовит отчетность согласно требованиям Комиссии по ценным бумагам и биржам США или имеет обязательства по ценным бумагам, которые обращаются на открытом рынке, оценивать эти события до даты, когда финансовая отчетность была опубликована. Компании, не отвечающие этим критериям, обязаны оценивать

такие события до даты, когда отчетность готова к публикации, а также раскрывать дату, до которой проводилась оценка событий после отчетной даты. Группа определила, что она обязана оценивать события до даты, когда отчетность готова к публикации, и применила положения ОСУ № 2010-09, начиная с финансовой отчетности за 2009 г.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-01 «Учет выплат акционерам акциями и денежными средствами», которое определяет, как компания должна учитывать дивиденды, выплачиваемые акциями, в определенных случаях, когда акционер должен сделать выбор между получением денежных средств или акций, при условии наличия ограничений по суммам дивидендов, выдаваемых денежными средствами. Дивиденды, выплачиваемые акциями, должны учитываться как выпуск акций для распределения и влиять на базовую прибыль по акциям, скорректированную с момента их выпуска. До момента распределения дивидендов обязательства компании по выпуску акций будут отражаться в составе разведенных доходов на акцию в соответствии с руководством КУС № 260, описывающим контракты, которые могут быть исполнены акциями. Данное ОСУ применяется для промежуточных и годовых периодов, закончившихся после 15 декабря 2009 г. Группа применила ОСУ № 2010-01 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-01 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-02 «Учет и раскрытие снижения доли владения в дочерней компании – основные области действия», которое проясняет область действия подраздела КУС № 810-10 «Консолидация – общий обзор». Данное ОСУ устанавливает, что руководство в подразделе КУС № 810-10 «Консолидация – общий обзор» по учету снижения доли владения в дочерней компании применяется к: 1) дочерней компании или группе активов, которые образуют бизнес или представляют собой некоммерческую деятельность; 2) дочерней компании или группе активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, которые преобразуются в инвестиции, учитываемые по методу долевого участия или совместные предприятия; 3) обмену группы активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, на неконтролируемую долю в компании. Если доля владения компании в дочерней компании, которая не является бизнесом или не представляет собой некоммерческую деятельность, снижается, то в общем случае применяются другие правила, основанные на сути операции. Изменения определяют также, что данное руководство по учету снижения доли владения в дочерней компании не применяется, если сутью операции

является продажа недвижимости или передача нефтегазового имущества. Данное ОСУ применяется для промежуточных и годовых отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2009 г. и должно применяться ретроспективно начиная с первого периода, когда компания применила КУС № 810.

Группа применила ОСУ № 2010-02 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-02 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-03 «Деятельность по добыче полезных ископаемых – нефть и газ (Раздел 932): Оценка запасов и раскрытия по нефтегазовой деятельности». Основные положения ОСУ № 2010-03 следующие: 1) расширение определения деятельности по добыче нефти и газа и включение в объемы добычи углеводородов, которые могут быть проданы, в твердом, жидком или газообразном состоянии, извлекаемых из нефтеносных песков, сланцев, угольных пластов или других невозобновляемых ресурсов, которые есть намерение преобразовать в синтетические нефть или газ, а также включение предпринимательской для такой добычи деятельности в деятельность по добыче нефти и газа; 2) компании должны использовать цену первого дня каждого месяца за период 12 месяцев (средняя двенадцатимесячная цена) при расчете доказанных запасов нефти и газа и определении соответствующей стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств; 3) от компаний требуется раздельное раскрытие информации об объемах запасов и раздельное раскрытие показателей финансовой отчетности для регионов, в которых запасы больше или равны 15% от общего объема доказанных запасов; 4) раздельные раскрытия для консолидируемых компаний и компаний, учитываемых по методу долевого участия. ОСУ № 2010-03 применяется для годовых отчетных периодов, закончившихся 15 декабря 2009 г. и позднее. Группа применила ОСУ № 2010-03 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-02 не оказало существенного влияния на оценку запасов нефти и газа, результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2009 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал изменения к КУС № 810 (бывшая Интерпретация № 46(R) «Консолидация предприятий с переменной долей участия»), в которых рассматриваются эффекты от применения понятия предприятия специального назначения. В частности, измененный Стандарт требует применения качественного, а не количественного подхода при определении основного выгодополучателя в предприятии с переменной долей участия, дополняет указания по определению основного выгодополучателя при вовлечении связанных сторон, а также по определению предприятия с переменной долей участия. Кроме того, измененный Стандарт

требует оценки определения основного выгодополучателя предприятия с переменной долей участия на регулярной основе. Измененный Стандарт применяется с 1 января 2010 г. Группа ожидает, что применение КУС № 810 не окажет существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

В июне 2009 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 105 (бывшее Положение № 168 «Кодификация учетных стандартов Комитета по стандартам финансового учета и иерархия принципов бухгалтерского учета, общепринятых в США»). Кодификация учетных стандартов Комитета по стандартам финансового учета (Кодификация) стала единственным официальным источником для принципов бухгалтерского учета, общепринятых в США (ОПБУ), признаваемым Комитетом по стандартам финансового учета и применяемым неправительственными компаниями за исключением правил и интерпретаций Комиссии по ценным бумагам и биржам, которые являются также официальным источником для компаний, зарегистрированных Комиссией по ценным бумагам и биржам. Изменения, устанавливаемые КУС № 105, разделяют неправительственные ОПБУ США на официальную Кодификацию и руководство, не являющееся официальным. Содержание Кодификации будет иметь ту же степень обязательности исполнения, отменяя четырехуровневую иерархию ОПБУ, установленную до этого Положением № 162.

Кодификация заменит все существующие стандарты по учету и финансовой отчетности, выпущенные не Комиссией по ценным бумагам и биржам. Весь остальной печатный материал по учету, выпущенный не Комиссией по ценным бумагам и биржам, применявшийся до вступления Кодификации в силу и не включенный в Кодификацию, станет неофициальным. Данный Стандарт применяется для выпущенной промежуточной или годовой финансовой отчетности за периоды, закончившиеся после 15 сентября 2009 г. Группа применяет требования КУС № 105 начиная с третьего квартала 2009 г. Применение требований КУС № 105 не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал изменения к КУС № 310, 320, 323, 405, 460, 470, 712, 715, 810, 815, 860, 954 и 958 (бывшая Позиция по Положению № 140-4 и Интерпретации 46(R)-8 «Раскрытие информации о передаче финансовых активов и долей в предприятиях с переменной долей участия»). Данные изменения требуют дополнительных раскрытий о передаче финансовых активов и требуют от публичных компаний (в том числе от компаний, имеющих переменную долю участия в предприятиях с переменной долей участия) предоставлять дополнительные раскрытия об их вовлеченности в деятельность предприятий с переменной долей участия. Изменения к Стандартам применяются Группой начиная с четвертого квартала 2008 г. Применение изменений к

Стандартам не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В марте 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 815 (бывшее Положение № 161 «Раскрытие информации о производных финансовых инструментах и операциях хеджирования»). Данный Стандарт меняет принципы отражения в отчетности производных финансовых инструментов и операций хеджирования путем дополнительного раскрытия эффекта этих операций на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки компании. Группа применяет требования КУС № 815 начиная с первого квартала 2009 г. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 805 (бывшее Положение № 141 (Пересмотренное) «Приобретение компаний»). Данный Стандарт применяется ко всем сделкам, в результате которых организация приобретает контроль над одним или несколькими предприятиями. В апреле 2009 г. данный Стандарт был изменен таким образом, чтобы организация полностью признавала справедливую стоимость активов и обязательств, приобретенных в ходе сделки, признавала и определяла деловую репутацию в результате приобретения или прибыль от приобретения, а также модифицирует требования по раскрытию информации. Группа применяет КУС № 805 к приобретениям, произошедшим после 31 декабря 2008 г. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 810 (бывшее Положение № 160 «Неконтролируемые доли в консолидированной финансовой отчетности – поправка к ARB № 51»). Данный Стандарт применяется ко всем организациям, подготавливающим консолидированную финансовую отчетность (кроме некоммерческих организаций), которые имеют неконтролируемые доли (или доли меньшинства) в своих дочерних компаниях, а также к тем организациям, которые должны деконсолидировать дочерние компании. Стандарт меняет отражение в консолидированном балансе неконтролируемой доли, устанавливает единый метод учета изменений в доле, которой владеет материнская организация, в случаях, когда не происходит деконсолидация, и требует от материнской организации признавать прибыли и убытки при деконсолидации дочерних компаний. Группа применяет требования КУС № 810 с первого квартала 2009 г. за исключением требований по раскрытию информации, которые должны быть применены к предшествующим периодам. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 470, 825 и 954 (бывшее Положение № 159 «Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости»). Данные Стандарты расширяют возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешают компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании должны учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Группа применяет требования данных Стандартов начиная с первого квартала 2008 г. и решила не применять оценку по справедливой стоимости для своих финансовых активов и обязательств, которые еще не отражаются по справедливой стоимости в соответствии с другими Стандартами учета. В силу этого применение требований данных Стандартов не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 820 (бывшее 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. Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет требования КУС № 820 в полном объеме. В силу того, что обычно отсутствуют котировки рыночных цен на долгосрочные активы, Группа определяет их справедливую стоимость, используя метод дисконтированной стоимости будущих денежных поступлений от использования этих активов или используя данные о совершенных рыночных сделках с подобными активами в прошлых периодах, где это возможно. Справедливая стоимость, используемая для первоначального признания обязательств, связанных с окончанием использования активов, определяется на основе метода дисконтированной стоимости ожидаемых будущих расходов на ликвидацию и демонтаж. Стоимость таких расходов определяется исходя из стоимости услуг по ликвидации и демонтажу, оказываемых третьими сторонами. Применение требований данного Стандарта 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	
	2009	2008
Денежные средства в рублях	557	444
Денежные средства в иностранной валюте	1 384	1 425
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	131	132
Денежные средства в связанных банках в рублях	174	182
Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте	28	56
ИТОГО ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ	2 274	2 239

Примечание 4. Неденежные операции

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

	2009	2008	2007
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	20	29	36
Неденежные приобретения	100	1 969	–
Погашение обязательства по программе вознаграждения, основанной на стоимости акций	–	–	537
ИТОГО НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ	120	1 998	573

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

	2009	2008	2007
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	8 923	13 559	9 715
Неденежные приобретения	100	1 969	–
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	20	29	36
ИТОГО ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	9 043	15 557	9 751

Примечание 5. Дебиторская задолженность и векселя к получению, за минусом резерва по сомнительным долгам

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Дебиторская задолженность и векселя к получению по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 191 и 133 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	4 389	3 466
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 205	855
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 41 и 38 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	341	748
ИТОГО ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ВЕКСЕЛЯ К ПОЛУЧЕНИЮ	5 935	5 069

Примечание 6. Запасы

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Нефть и нефтепродукты	4 391	2 693
Материалы для добычи и бурения	387	439
Материалы для нефтепереработки	37	35
Прочие товары, сырье и материалы	617	568
ИТОГО ЗАПАСЫ	5 432	3 735

Примечание 7. Финансовые вложения

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	4 754	2 988
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	1 176	251
Прочие долгосрочные финансовые вложения	14	30
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	5 944	3 269

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, реализация нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации, добыча и реализация нефти в Казахстане, а также переработка нефти в Европе.

	2009		2008		2007	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	5 139	2 275	4 590	2 144	2 930	1 382
Прибыль до налога на прибыль	1 305	478	1 602	807	1 398	650
Минус налог на прибыль	(407)	(127)	(869)	(432)	(605)	(303)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ	898	351	733	375	793	347

	По состоянию на 31 декабря 2009		По состоянию на 31 декабря 2008	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	6 796	1 524	2 023	982
Основные средства	18 877	5 284	5 872	2 841
Прочие внеоборотные активы	607	240	544	269
Итого активы	26 280	7 048	8 439	4 092
Краткосрочные займы и кредиты	442	274	158	47
Прочие краткосрочные обязательства	3 982	817	1 188	557
Долгосрочные займы и кредиты	7 769	732	890	392
Прочие долгосрочные обязательства	1 633	471	220	108
ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	12 454	4 754	5 983	2 988

В декабре 2009 г. Группа приобрела оставшуюся 46,0%-ю долю в зависимой компании ЛУКАРКО Б.В. за 1,6 млрд долл. США, таким образом увеличив долю владения до 100%. ЛУКАРКО Б.В. является холдинговой компанией, владеющей 5%-й долей в совместном предприятии, разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, – Тенгизшевройл, и 12,5%-й долей в Каспийском трубопроводном консорциуме (далее – КТК), который транспортирует казахскую и российскую нефть к морскому терминалу в Новороссийске. Вследствие этого Группа увеличила долю владения в Тенгизшевройле с 2,7 до 5% и долю владения в КТК с 6,75 до 12,5%. Первый платеж в сумме 300 млн долл. США был уплачен в декабре 2009 г., оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее двух лет после приобретения. Группа учитывает инвестиции в Тенгизшевройл и КТК по методу долевого участия.

В июне 2009 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Тоталь» о покупке 45%-й

доли в нефтеперерабатывающем заводе «ТРН» (Нидерланды). Сделка была завершена в сентябре 2009 г. приблизительно за 700 млн долл. США. Группа осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в нефтеперерабатывающем заводе. Завод имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», большие объемы прямогонного мазута и вакуумного газойля, что позволит интегрировать его в систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов Группы. Завод с индексом сложности Нельсона 9,8 имеет мощность по первичной переработке нефти 7,9 млн т в год и мощность установки гидрокрекинга около 3,4 млн т в год. Данное приобретение сделано в соответствии с планами Группы по наращиванию перерабатывающих мощностей в Европе.

В июне 2008 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «ERG S.p.A.» о создании совместного предприятия по управлению нефтепере-

рабатывающим комплексом «ИСАБ», расположенным в районе города Приоло (Италия). В декабре 2008 г. Группа завершила приобретение 49%-й доли в совместном предприятии за 1,45 млрд евро (приблизительно 1,83 млрд долл. США). В декабре 2008 г. компания Группы заплатила 600 млн евро (приблизительно 762 млн долл. США). Оставшаяся сумма была уплачена в феврале 2009 г. Продавец имеет опцион «пут», исполнение которого может увеличить долю Группы в предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» до 100%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. справедливая стоимость этого опциона для Группы была равна нулю. Соглашение

предусматривает, что каждый из участников осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в совместном предприятии. Комплекс «ИСАБ» имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», и Группа намерена полностью интегрировать свою долю в производственных мощностях нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ» в свою систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов. Мощность нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ» составляет 16 млн т в год. В состав нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ» входят также три морских причала и резервуарный парк объемом 3 700 тыс. куб. м.

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2009	по состоянию на 31 декабря 2008	по состоянию на 31 декабря 2009	по состоянию на 31 декабря 2008
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	23 465	21 663	13 878	12 784
Европейская часть России	24 908	23 111	17 761	17 103
За рубежом	6 371	5 910	5 170	5 009
Итого	54 744	50 684	36 809	34 896
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	6	122	5	107
Европейская часть России	10 228	9 752	6 923	6 829
За рубежом	6 849	6 462	4 783	4 633
Итого	17 083	16 336	11 711	11 569
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	186	178	94	89
Европейская часть России	3 951	3 618	3 491	3 385
За рубежом	189	200	123	149
Итого	4 326	3 996	3 708	3 623
ИТОГО ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА	76 153	71 016	52 228	50 088

В декабре 2009 г. Компания провела ежегодный тест на обесценение своих активов разведки и добычи. Тест был основан на геологических моделях и программах развития, которые пересматриваются на ежегодной основе. В результате теста Компания признала убыток от обесценения определенных активов в Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионе России в сумме 238 млн долл. США. Справедливая стоимость данных активов была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа также признала убыток от обесценения инвестиций в проект Анаран в Иране в сумме 63 млн долл. США в связи с невозможностью осуществления дальнейших работ на месторождении из-за наличия экономических санкций со стороны Правительства США.

В июне 2008 г. Компания провела тест на обесценение определенных активов разведки и добычи, расположенных на нефтяных месторождениях в Тимано-Печорском регионе России, что было

связано с пересмотром геологических моделей. Такой пересмотр вызвал снижение планируемых объемов разработки этих нефтяных месторождений. Справедливая стоимость данных активов была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков. В результате Компания признала убыток от обесценения в сумме 156 млн долл. США. В декабре 2008 г. Группа признала убыток от обесценения заправочных станций, расположенных в США, в сумме 58 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 1 199 млн долл. США и 728 млн долл. США соответственно. Из них 10 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на каждую отчетную дату.

Ниже приводятся изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в течение 2009 и 2008 гг.

	2009	2008
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	728	821
Расход от начисления обязательств	63	78
Новые обязательства	146	54
Изменения в оценке существующих обязательств	311	(88)
Расходы по существующим обязательствам	(7)	(8)
Выбытие имущества	(13)	(3)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(29)	(126)
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ, ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ	1 199	728

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2009 и 2008 гг., относятся к Категории 3 (стоимость которых

основана на допущениях участников рынка и показателей, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками) оценки по справедливой стоимости.

Примечание 9. Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	419	500
Лицензии и прочие нематериальные активы	465	335
Деловая репутация	769	324
ИТОГО ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ	1 653	1 159

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

В четвертом квартале 2009 г. Группа признала деловую репутацию, связанную с приобретением 100%-й доли в группе «Акпет», 100%-х долей в ООО «Смоленскнефтеснаб», ООО «Компания «Ай. Эр. Ти. Инвестмент», ООО «ПМ-Инвест» и ООО «Ретайер хаус» и 100%-х долей в ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» в сумме 114 млн долл. США, 165 млн долл. США и 196 млн долл. США соответственно (см. Примечание 16. «Приобретение новых компаний»).

В декабре 2008 г. Группа признала убыток от обесценения деловой репутации, связанной с приобретением компании «Беопетрол», в сумме 100 млн долл. США, что связано с изменением условий хозяйственной деятельности. Компания «Беопетрол» является маркетинговой и сбытовой компанией, оперирующей сетью заправок станций в Сербии. Справедливая стоимость компании «Беопетрол» была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков.

Примечание 10. Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	442	2 301
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	77	–
Рублевые облигации со ставкой 13,5%	496	–
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 043	931
ИТОГО КРАТКОСРОЧНЫЕ ЗАЙМЫ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ	2 058	3 232

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 282 млн долл. США и 1 529 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 76 млн долл. США и 676 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 18 млн долл. США и 70 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31

декабря 2009 и 2008 гг. составляла 2,02% и 5,15% годовых соответственно.

Рублевые облигации

В июне 2009 г. Компания выпустила 15 млн штук краткосрочных биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Облигации были размещены по номинальной стоимости на срок 364 дня. Ставка купона составила 13,5% годовых, купон выплачивается в конце срока погашения.

Примечание 11. Долгосрочная задолженность по кредитам и займам

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 3 967 и 3 333 млн долл. США на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно)	4 043	3 384
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	1 939	2 165
Облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	895	–
Облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	500
Облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	595	–
Облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	500
Рублевые облигации со ставкой 7,25% и сроком погашения в 2009 г.	–	204
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	265	272
Рублевые облигации со ставкой 8,00% и сроком погашения в 2012 г.	–	8
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	827	–
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	331	–
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	198	204
Долгосрочные обязательства по аренде	215	271
Общая сумма долгосрочной задолженности	10 308	7 508
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 043)	(931)
ИТОГО ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ	9 265	6 577

Долгосрочные кредиты и займы

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 3 493 млн долл. США и 2 844 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 487 млн долл. США и 375 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 42 млн долл. США и 112 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2010 до 2021 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составляла 2,77% и 4,09% годовых соответственно. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 15% от общей суммы долгосрочной задолженности по кредитам и займам обеспечено экспортными поставками и основными средствами.

Компания имеет обеспеченный кредит, полученный от банка «Дойче Банк АГ», с задолженностью в сумме 1 200 млн долл. США по состоянию на

31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2012 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 4,0% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит, организованный банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио-Мицубиши UFJ», «ИНГ Банк», «Мизухо Корпорейт Банк» и «ВестЛБ», с задолженностью в сумме 860 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2013 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (три месяца) плюс 0,85% до ЛИБОР (три месяца) плюс 0,95% годовых.

Две компании Группы имеют необеспеченные займы, организованные банками «АБН АМРО Банк», «Банк Токио-Мицубиши UFJ», «Барклайз Кэпитал», «БНП Париба», «Ситибанк», «Дрезднер Клейнворт», «ИНГ Банк» и «ВестЛБ», с общей суммой задолженности 424 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2011 г. Процентная ставка по данным заимствованиям составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 3,25% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, полученный от Европейского банка ре-

конструкции и развития, с задолженностью в сумме 258 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2017 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет от ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,45% до ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 0,65% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банком «Кредит Свис» и поддержанный гарантией Корпорации США по частным инвестициям за рубежом, с задолженностью в сумме 175 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 129 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2019 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,125% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, организованный банками «АБН АМРО Банк» и «Калион», с задолженностью в сумме 125 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2012 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 0,40% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «БНП Париба», с задолженностью в сумме 119 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения до 2018 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР (шесть месяцев) плюс 0,15% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 100 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. и датами погашения в 2011 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (один месяц) плюс 0,90% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 239 млн долл. США с датами погашения от 2010 до 2021 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 4,12% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2009 г. составила 414 млн долл. США с датами погашения от 2010 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 2,16% годовых.

Компания Группы имеет несколько кредитных соглашений со связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 1 939 млн долл. США, подлежащих уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 дека-

бря 2009 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 660 млн долл. США, выданных компанией «КонокоФиллипс» совместному предприятию ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ, см. Примечание 17. «Консолидация предприятия с переменной долей участия»). 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.

Облигации в долларах США

В ноябре 2009 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1,5 млрд долл. США. Первый транш общей стоимостью 900 млн долл. США с купонной доходностью 6,375% годовых был размещен со сроком погашения 5 лет по цене 99,474% от их номинальной стоимости. Итоговая доходность первого транша составила 6,500%. Второй транш общей стоимостью 600 млн долл. США с купонной доходностью 7,250% годовых был размещен со сроком погашения 10 лет по цене 99,127% от их номинальной стоимости. Итоговая доходность второго транша составила 7,375%. Оба транша имеют полугодовой купон.

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

Рублевые облигации

В декабре 2009 г. Компания выпустила 10 млн штук биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Облигации были размещены по номинальной стоимости на срок 1 092 дня. Облигации имеют 182-дневный купон и купонную доходность 9,20% годовых.

В августе 2009 г. Компания выпустила 25 млн штук биржевых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Облигации были размещены по номинальной стоимости на срок 1 092 дня. Облигации имеют 182-дневный купон и купонную доходность 13,35% годовых.

В январе 2007 г. ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее – ТГК-8), приобретенная в 2008 г. компания (см. Примечание 16. «Приобретение новых компаний»), выпустила 3,5 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Эти облигации были размещены по номинальной стоимости со сроком обращения 5 лет и ставкой купона 8,0% годовых, по ним выплачивается полугодовой купон. До конца мая 2009 г. ТГК-8 погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

В декабре 2006 г. Компания выпустила 14 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Восемь миллионов облигаций было размещено со сроком обращения 5 лет и ставкой купона 7,10% годовых, шесть миллионов облигаций было размещено со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. Облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон.

В ноябре 2004 г. Компания выпустила 6 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию и сроком погашения 23 ноября 2009 г. По облигациям выплачивался полугодовой купон в размере 7,25% годовых. В ноябре 2009 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению в течение последующих пяти лет долгосрочных долговых обязательств, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 043 млн долл. США в 2010 г., 1 890 млн долл. США в 2011 г., 2 105 млн долл. США в 2012 г., 524 млн долл. США в 2013 г., 1 094 млн долл. США в 2014 г. и 3 652 млн долл. США в последующие годы.

Примечание 12. Налоги

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

Общая сумма налоговых расходов Группы представлена в консолидированном отчете о прибылях и убытках как «Расходы по налогу на прибыль» по налогу на прибыль, как «Акцизы и экспортные пошлины» по акцизам, экспортным пошлинам и налогам на реализацию нефтепродуктов и как «Налоги (кроме

налога на прибыль)» по прочим налогам. По каждой категории итоговая сумма налога включает суммы налогов, взимаемых по различным ставкам в разных юрисдикциях.

Деятельность Группы в Российской Федерации до 1 января 2009 г. облагалась налогом на прибыль, включающим федеральную ставку в размере 6,5% и региональную ставку, которая варьировалась от 13,5 до 17,5% по усмотрению региональных органов власти. Начиная с 1 января 2009 г. федеральная ставка налога на прибыль составляет 2,0%, а региональная ставка варьируется от 13,5 до 18,0%. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным юрисдикциями, в которых они были совершены.

По состоянию на 1 января 2009 и 2008 гг., а также в течение 2009, 2008 и 2007 гг. у Группы не было непризнанных налоговых выгод. Как следствие, Группа не начисляла пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами. В соответствии с учетной политикой Группа включает пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами, в состав расхода по налогу на прибыль.

Помимо этого, Группа не ожидает существенного изменения непризнанных налоговых выгод в течение ближайших 12 месяцев.

Компания и ее дочерние компании, осуществляющие свою деятельность в России, предоставляют отдельные налоговые декларации по каждому юридическому лицу. С некоторыми исключениями в России налоговые органы имеют право проверять налоговые декларации за налоговые периоды начиная с 2007 г.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2009 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 ее уменьшения за счет убытков другой компании Группы. Убытки любой российской компании Группы для целей налогообложения могут быть полностью или частично зачтены ей в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка.

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

	2009	2008	2007
По России	9 013	12 767	11 699
За рубежом	50	(73)	1 316
ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ	9 063	12 694	13 015

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2009	2008	2007
Текущий налог на прибыль			
По России	1 677	3 614	2 940
За рубежом	245	553	470
Итого текущий налог на прибыль	1 922	4 167	3 410
Отложенный налог на прибыль			
По России	98	(523)	77
За рубежом	(26)	(177)	(38)
Итого расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	72	(700)	39
ИТОГО НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	1 994	3 467	3 449

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.

	2009	2008	2007
Прибыль до налогообложения	9 063	12 694	13 015
Условная сумма налога по установленной в России ставке	1 813	3 047	3 123
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	252	792	372
влияния различия налоговых ставок за рубежом	68	159	84
эффекта законодательно установленного изменения налоговых ставок	–	(299)	–
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(251)	(261)	(237)
изменения величины оценочного резерва	112	29	107
ИТОГО НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	1 994	3 467	3 449

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2009	2008	2007
Налог на добычу полезных ископаемых	5 452	12 267	8 482
Социальные налоги и отчисления	399	512	442
Налог на имущество	470	405	313
Прочие налоги и отчисления	153	280	130
ИТОГО НАЛОГИ (КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ)	6 474	13 464	9 367

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Прочие оборотные активы	66	92
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	549	521
Прочие краткосрочные обязательства	(50)	(49)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 080)	(2 116)
ЧИСТЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	(1 515)	(1 552)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Дебиторская задолженность	42	50
Долгосрочные обязательства	295	208
Запасы	5	17
Основные средства	209	226
Кредиторская задолженность	28	10
Перенос убытков прошлых периодов	555	578
Прочие	132	166
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 266	1 255
Минус оценочный резерв	(397)	(285)
Активы по отложенному налогу на прибыль	869	970
Основные средства	(2 189)	(2 226)
Кредиторская задолженность	(6)	(4)
Дебиторская задолженность	(7)	(21)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(58)	(118)
Запасы	(68)	(57)
Финансовые вложения	(16)	–
Прочие	(40)	(96)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 384)	(2 522)
ЧИСТЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ОТЛОЖЕННОМУ НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ	(1 515)	(1 552)

В результате приобретения активов и новых компаний в течение 2009 и 2008 гг. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 35 млн долл. США и 891 млн долл. США соответственно. В 2009 г. Группа также завершила распределение стоимости приобретенных предыдущего года. В результате обязательства по отложенному налогу на прибыль были уменьшены на 140 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 17 261 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. Не представляется возможным определить суммы дополнительных налогов, которые могут быть уплачены по данным нераспределенным доходам.

В соответствии с КУС № 830 (бывшее Положение о стандартах финансового учета № 52 «Учет курсовых разниц») и КУС № 740 (бывшее Положение 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. В соответствии с КУС № 740 не признаются также 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 2009 и 2008 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2009 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 273 млн долл. США, из которых 757 млн долл. США должны быть использованы в 2010 г., 82 млн долл. США – до 2011 г., 196 млн долл. США – до 2012 г., 322 млн долл. США – до 2013 г., 58 млн долл. США – до 2014 г., 58 млн долл. США – до 2015 г., 9 млн долл. США – до 2016 г., 2 млн долл. США – до 2017 г., 12 млн долл. США – до 2018 г., 31 млн долл. США – до 2019 г., 1 млн долл. США – до 2020 г., 67 млн долл. США – до 2026 г., 77 млн долл. США – до 2027 г., 202 млн долл. США – до 2028 г., 2 млн долл. США – до 2035 г. и 397 млн долл. США не ограничены сроком использования.

Примечание 13. Пенсионное обеспечение

Компания финансирует пенсионный план, основной составляющей которого является пенсионный план с установленными выплатами и 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 обеспечивает и ряд долгосрочных социальных льгот, в том числе выплаты в случае смерти на службе, единовременные выплаты при выходе на пенсию и прочие единовременные выплаты своим пенсионерам по старости и инвалидам, которые не заработали права на негосударственную пенсию согласно пенсионному плану.

Основной составляющей пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволяет работникам вносить в пенсионный фонд часть своей заработной платы, а также получать при выходе на пенсию единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника, но не более 2% (до 2009 г. – 7%) от его годовой заработной платы. У работников при выходе на пенсию будет также 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 2008 и 2007 гг. Сумма была определена с помощью формулы, рассчитанной исходя из сроков предыдущей службы и соответствующей заработной платы по состоянию на 31 декабря 2003 г.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использовала 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2009	2008
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	288	328
Влияние курсовых разниц	(7)	(56)
Стоимость вклада текущего года службы	17	22
Процентные расходы	23	19
Изменения пенсионного плана	6	21
Актuarный убыток	(3)	(5)
Приобретения	8	1
Выплаченные пенсии	(30)	(42)
Прибыль от секвестра	(11)	–
ПЕНСИОННЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА НА 31 ДЕКАБРЯ	291	288
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	88	108
Влияние курсовых разниц	(1)	(18)
Рентабельность активов пенсионного плана	12	6
Взносы компаний Группы	45	35
Выбытия	(6)	(1)
Выплаченные пенсии	(30)	(42)
СПРАВЕДЛИВАЯ СТОИМОСТЬ АКТИВОВ ПЕНСИОННОГО ПЛАНА НА 31 ДЕКАБРЯ	108	88
Статус фондирования	(183)	(200)
Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(143)	(164)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(40)	(36)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг.

	2009	2008
Ставка дисконтирования	8,70%	9,00%
Ставка роста заработной платы	8,10%	8,61%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2009 и 2008 гг.

	2009	2008
Ставка дисконтирования	9,00%	6,34%
Ставка роста заработной платы	8,61%	8,12%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,89%	10,49%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2009	2008
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	96	92
Неотраженная актуарная прибыль	(10)	(5)
ИТОГО ЗАТРАТЫ	86	87

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2009 и 2008 гг.

	2009	2008
Дополнительная прибыль за период	(5)	(1)
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	6	21
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(2)	(11)
ЧИСТАЯ СУММА, ПРИЗНАННАЯ ЗА ПЕРИОД	(1)	9

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 пенси-

онных взносов Группы определяется без учета активов страхового резерва.

Финансирование планов осуществляется по усмотрению компаний через солидарные счета, находящиеся в доверительном управлении НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не разделяет отдельно идентифицируемые активы между Группой и своими прочими сторонними клиентами. Все финансируемые средства пенсионного плана и других индивидуальных пенсионных счетов управляются как обций инвестиционный фонд.

Структура активов инвестиционного портфеля, которым управляет НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в интересах Группы и других клиентов, приведена ниже.

Виды активов	По состоянию на 31 декабря	
	2009	2008
Векселя российских эмитентов	3%	6%
Российские корпоративные облигации	25%	36%
Российские муниципальные облигации	4%	2%
Депозиты в банках	42%	22%
Акции российских эмитентов	8%	10%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	2%	2%
Акции в инвестиционных фондах	14%	20%
Прочие активы	2%	2%
	100%	100%

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

Инвестиционный портфель в основном состоит из депозитов в банках, ценных бумаг с фиксированной доходностью и акций. Ценные бумаги с фиксированной доходностью в основном включают в себя высокодоходные корпоративные облигации и векселя банков с низкой и средней степенью риска. Сроки их погашения варьируются от одного года до трех лет.

Чистые расходы на пенсионное обеспечение расшифрованы в приведенной ниже таблице.

	2009	2008	2007
Пенсии, заработанные в течение года	17	22	15
Процентные расходы	23	19	16
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(10)	(11)	(9)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	2	11	8
Актuarная прибыль	–	–	(1)
Прибыль от секвестра	(11)	–	–
ИТОГО РАСХОДЫ ЗА ПЕРИОД	21	41	29

Общий взнос работодателя в 2010 г. ожидается в размере 40 млн долл. США. Сумма 13 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2010 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы, связанные с пенсионными и другими социальным выплатам долгосрочного характера.

	2010	2011	2012	2013	2014	За годы 2010–2014	За годы 2015–2019
Пенсионные выплаты	54	13	14	13	13	107	49
Прочие долгосрочные выплаты работникам	40	19	19	19	20	117	106
ИТОГО ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ ВЫПЛАТЫ	94	32	33	32	33	224	155

Примечание 14. Акционерный капитал

Обыкновенные акции

	По состоянию на 31 декабря 2009 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2008 (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	(82)	(82)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(3 836)	(3 836)
АКЦИИ В ОБРАЩЕНИИ	846 645	846 645

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 2009, 2008 и 2007 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 45 148 млн руб., 66 926 млн руб. и 64 917 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляет 1 493 млн долл. США, 2 278 млн долл. США и 2 645 млн долл. США соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 25 июня 2009 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2008 г. в размере 50,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,61 долл. США.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 26 июня 2008 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2007 г. в размере 42,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,78 долл. США.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 28 июня 2007 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2006 г. в размере 38,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,47 долл. США.

Прибыль на одну акцию

Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, составило 846 646 тыс. штук, 840 108 тыс. штук и 828 501 тыс. штук в течение 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Показатели разводненной прибыли не раскрываются, так как отсутствуют условия разводнения прибыли, относящейся к держателям обыкновенных акций.

Примечание 15. Финансовые инструменты

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской задолженности и векселей к получению, долгосрочной дебиторской задолженности, а также ликвидных ценных бумаг приблизительно равна их учетной стоимости, отраженной в консолидированной финансовой отчетности. Справедливая стоимость долгосрочной дебиторской задолженности была определена путем дисконтирования с применением расчетной рыночной процентной ставки для аналогичных операций.

Справедливая стоимость долгосрочных обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. составила 9 976 млн долл. США и 5 425 млн долл. США соответственно. Расчет был произведен путем дисконтирования с применением предполагаемой рыночной процентной ставки для аналогичных финансовых обязательств и включает все будущие выбытия денежных средств, связанные с возвратом долгосрочных кредитов, в том числе их текущую часть и расходы по процентам. Под рыночной

процентной ставкой понимается ставка привлечения долгосрочных заимствований компаниями с аналогичным кредитным рейтингом на аналогичные сроки, с аналогичным графиком погашения и аналогичными прочими основными условиями. В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2009 г., отсутствовали существенные операции и события, которые могли бы повлиять на нефинансовые активы и обязательства, определяемые по справедливой стоимости на нерегулярной основе.

Производные финансовые инструменты

Группа использует финансовые и товарные производные контракты для управления рисками, связанными с колебаниями обменных курсов иностранных валют, цен на товары или для использования рыночных возможностей. Поскольку в настоящее время Группа не применяет метод учета операций хеджирования в соответствии с КУС № 220, 310, 440 и 815 (бывшее Положение № 133 «Учет производных финансовых инструментов и операций хеджирования»), все прибыли и убытки от операций с производными финансовыми инструментами, как реализованные, так и нереализованные, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

КУС № 815 требует, чтобы договоры купли-продажи товаров, легко конвертируемых в денежные средства (таких как нефть, газ и бензин), отражались в бухгалтерском балансе как производные инструменты. Исключение составляют контракты по товарам, которые Группа планирует использовать или продать в течение разумного периода времени в ходе ведения обычной хозяйственной деятельности (т.е. контракты, применяемые для купли и продажи в рамках обычной деятельности). Для учета определенных долгосрочных контрактов по продаже нефтепродуктов Группа использует исключение и учитывает их как обычные сделки по приобретению или продаже. Указанное выше исключение используется для учета контрактов, применяемых для купли и продажи в рамках обычной деятельности, при отражении подходящих договоров физической купли-продажи нефти и нефтепродуктов. И тем не менее Группа может отказаться от использования этого исключения (например, когда другой производный инструмент используется для управления рисками, связанными с договором на покупку или продажу, но метод учета операций хеджирования не используется, в этом случае оба договора: на покупку или продажу и договор производного инструмента – будут отражены в балансе по справедливой стоимости).

Структура активов и обязательств производных финансовых инструментов Группы, учитываемых по справедливой стоимости на регулярной основе, представлена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2009				По состоянию на 31 декабря 2008			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
Активы								
Товарные производные финансовые инструменты	–	1 065	–	1 065	–	1 995	–	1 995
Итого активы	–	1 065	–	1 065	–	1 995	–	1 995
Обязательства								
Товарные производные финансовые инструменты	–	(1 110)	–	(1 110)	–	(1 655)	–	(1 655)
Итого обязательства	–	(1 110)	–	(1 110)	–	(1 655)	–	(1 655)
ЧИСТЫЕ (ОБЯЗАТЕЛЬСТВА) АКТИВЫ	–	(45)	–	(45)	–	340	–	340

Указанная выше стоимость основана на анализе каждого контракта, являющегося минимальной единицей учета, согласно требованиям КУС № 820; таким образом, активы и обязательства по производным финансовым инструментам по одному контрагенту не сальдируются, даже при наличии прав производить взаимозачет. Прибыли и убытки по договорам одного уровня могут быть зачтены против прибылей или убытков по договорам другого уровня или изменениями в сумме договоров физических поставок или данных, которые не отражены в таблице, указанной выше.

Контракты по товарным производным финансовым инструментам

Группа осуществляет операции на мировом рынке нефти, нефтепродуктов, природного и сжиженного газа и подвергается воздействию колебания цен на

эти товары. Данные колебания могут повлиять на доходы Группы, а также на ее операционную, инвестиционную и финансовую деятельность. В целом, политика Группы – оставаться подверженной изменению цен на товары. Однако Группа использует фьючерсы, форварды, свопы и опционы на различных рынках для поддержания баланса в системе физических поставок, чтобы отвечать запросам покупателей, управлять изменением цен при совершении определенных операций и осуществлять ограниченную, несущественную по объемам торговлю, напрямую не связанную с основной деятельностью Группы. Эта деятельность может иметь своим результатом сделки, отличающиеся от средних рыночных цен.

Справедливая стоимость активов и обязательств по товарным производным финансовым инструментам по состоянию на 31 декабря 2009 г. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2009
Активы	
Дебиторская задолженность	1 065
Обязательства	
Кредиторская задолженность	1 110

Метод учета операций хеджирования не применялся для показателей, указанных в данной таблице.

В соответствии с требованиями КУС № 815 суммы, показанные в предыдущей таблице, указаны развернуто (т.е. без взаимозачета активов и обязательств по одному и тому же контрагенту, несмотря на то, что право произвести зачет и намерения сторон существуют). Однако в части активов и обязательств по производным финансовым инструментам, которые являются результатом соответствующих товарных контрактов, был произведен зачет в консолидированном балансе и отражена дебиторская задолженность в сумме 59 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 104 млн долл. США.

Прибыли и убытки от товарных производных финансовых инструментов были включены в консолидированные отчеты о прибылях и убытках в состав строки «Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки» и в течение 2009 и 2008 гг. составили чистый убыток в сумме 781 млн долл. США (из которых реализованные убытки составили 406 млн долл. США и нереализованные убытки составили 375 млн долл. США) и чистая прибыль в сумме 902 млн долл. США (из которых реализованная прибыль составила 502 млн долл. США и нереализованная прибыль составила 400 млн долл. США) соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. сальдо по незакрытым товарным производным финансовым инструментам, основная цель которых была контроль за изменением цен по основным операциям, было несущественным.

Производные финансовые инструменты по валютным операциям

Группа несет риск, связанный с курсами обмена валют, в результате осуществления международных операций. Группа не в полном объеме хеджирует риски, связанные с изменением курса обмена валют. Однако Группа выборочно хеджирует такие риски, если они связаны с обязательствами Группы по инвестиционным проектам, налоговым платежам в местной валюте или по выплате дивидендов.

Справедливая стоимость активов и обязательств по производным финансовым инструментам по валютным операциям по состоянию на 31 декабря 2009 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о прибылях и убытках в течение 2009 г. было несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2009 г. также было несущественным.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, используемые Группой и потенциально подверженные концентрациям кредитных рисков, состоят в основном из эквивалентов денежных средств, внебиржевых производных контрактов и торговой задолженности. Денежные эквиваленты помещены в высококачественные коммерческие бумаги, инвестиционные фонды денежного рынка и срочные депозиты в ведущих международных банках и финансовых организациях.

Кредитный риск внебиржевых производных контрактов Группы, таких как форварды и свопы, исходит от контрагентов по сделке, как правило, от ведущего международного банка или финансовой организации. Риск отдельного контрагента управляется в рамках predetermined кредитных лимитов и включает использование требований обратной продажи («Кэш-колл»), когда это применимо, что снижает риск существенного невыполнения контракта. Группа использует также фьючерсы, которые, однако, имеют несущественный кредитный риск, поскольку они торгуются на Нью-Йоркской товарной бирже или бирже «Интерконтинентал эксчендж» (ICE Futures).

Некоторые производные финансовые инструменты Группы содержат условия, требующие от Группы отражать обеспечение, в случае если риск по производному инструменту превысит пороговое значение. Группа имеет контракты с фиксированными пороговыми значениями и другие контракты с изменяемыми пороговыми значениями, которые зависят от кредитного рейтинга Группы. Изменяемые пороговые значения, как правило, снижаются для более низких кредитных рейтингов, в то время как и изменяемые, и фиксированные пороговые значения, как правило, возвращаются к нулевому значению, если Группа опускается ниже инвестиционного рейтинга. Денежные средства являются основным обеспечением по всем контрактам; однако многие контракты позволяют Группе отражать аккредитивы как обеспечение.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. у Группы отсутствуют производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 21 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2009 г. кредитный рейтинг Группы снизился на один уровень с текущего «BBB-» (Стандарт энд Пурс) и стал бы ниже инвестиционного рейтинга, Группа была бы вынуждена отразить дополнительное обеспечение на 5 млн долл. США перед контрагентами за внебиржевые производные контракты, посредством денежных средств или аккредитивов. Максимальное обеспечение, основанное на максимальном понижении рейтинга, составило бы 14 млн долл. США.

Примечание 16. Приобретение новых компаний

В течение 2009 г. компания Группы приобрела 25,2% уставного капитала ОАО «РИТЭК» («РИТЭК») за 235 млн долл. США, увеличив долю Группы до 100%. РИТЭК занимается добычей нефти в европейской части России и Западной Сибири.

В первом квартале 2009 г. Группа за 238 млн долл. США приобрела 100%-ные доли в ООО «Смоленскнефтеснаб», ООО «Компания «Ай. Эр. Ти. Инвестмент», ООО «ПМ-Инвест» и ООО «Ретайер хаус», которые являются холдинговыми компаниями, владеющими 96 заправок станциями и земельными участками в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. Данное приобретение сделано в целях расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 165 млн долл. США деловой репутации, 113 млн долл. США основных средств, 15 млн долл. США прочих активов, 8 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль и 47 млн долл. США прочих обязательств. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

В четвертом квартале 2008 г. Группа приобрела 100%-ные доли в ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» за 493 млн долл. США. ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» являются холдинговыми компаниями, владеющими сетью из 181 заправок станций в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. Данное приобретение сделано в целях расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 196 млн долл. США деловой репутации, 334 млн долл. США основных средств, 46 млн долл. США прочих активов, 14 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль и 69 млн долл. США прочих обязательств. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

В марте 2008 г. компания Группы подписала соглашение со связанной стороной, руководство и Совет директоров которой включают некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров, о приобретении 64,31%-й доли в ТГК-8 приблизительно за 2 117 млн долл. США. Стоимость приобретения включает 23,55 млн обыкновенных акций Компании (рыночная стоимость приблизительно равна 1 620 млн долл. США). Сделка была завершена в мае 2008 г.

Ниже в таблице приведен расчет справедливой стоимости активов и обязательств ТГК-8 на дату приобретения. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

Денежные средства и краткосрочные финансовые вложения	724
Прочие оборотные активы	266
Основные средства	2 092
Прочие внеоборотные активы	319
Итого приобретенные активы	3 401
Краткосрочные обязательства	(196)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(357)
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	(149)
Доля меньшинства	(582)
Итого приобретенные обязательства	(1 284)
ПРИОБРЕТЕННЫЕ ЧИСТЫЕ АКТИВЫ	2 117

В течение периода с мая по декабрь 2008 г. компания Группы приобрела дополнительную долю в ТГК-8 за 1 075 млн долл. США. Эти приобретения увеличили долю владения Группы в ТГК-8 до 95,53%. В результате приобретения дополнительной доли Группа признала основные средства и отложенное обязательство по налогу на прибыль в сумме 802 млн долл. США и 192 млн долл. США соответственно. В течение периода с января по июнь 2009 г. компания Группы приобрела оставшиеся 4,47% уставного капитала ТГК-8 приблизительно за 127 млн долл. США. Приобретение увеличило долю владения Группы до 100%. ТГК-8 является электроэнергетической компанией, которая владеет электростанциями, расположенными в Астраханской, Волгоградской и Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях и Республике Дагестан Российской Федерации. Приобретение было совершено в соответствии с планами Компании по развитию электроэнергетического бизнеса.

В июле 2008 г. компания Группы подписала соглашение о приобретении 100%-й доли в группе «Акпет» за 555 млн долл. США. Сделка по приобретению была завершена в ноябре 2008 г. Соглашение предусматривало три платежа: первый в сумме 250 млн долл. США был уплачен на дату завершения сделки; второй и третий отложенные платежи были выплачены в апреле и октябре 2009 г. Группа «Акпет» управляла 689 заправок станциями на основании дилерских соглашений и имела в собственности восемь нефтепродуктовых терминалов, пять хранилищ для сжиженного природного газа, три авиазаправочных комплекса и завод по производству и фасовке моторных масел на территории Турции. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 114 млн долл. США деловой репутации, 271 млн долл. США нематериальных активов и 241 млн долл. США основных средств. Стоимость нематериальных активов и основных средств была определена независимым оценщиком.

В марте 2008 г. компания Группы заключила соглашение о приобретении 75 заправочных станций и нефтебазы в Болгарии приблизительно за 367 млн долл. США. Сделка была завершена во втором квартале 2008 г. Группа определила справедливую стоимость приобретенных активов и признала сумму 367 млн долл. США как основные средства.

Эти приобретения не оказали существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2009 и 2008 гг. Соответственно проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

Примечание 17. Консолидация предприятия с переменной долей участия

Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют совместное предприятие НМНГ, которое осуществляет разработку нефтяных месторождений Тимано-Печорского региона России. Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют равные права по управлению деятельностью совместного предприятия, а их эффективные доли владения составляют 70% и 30% 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.

Активы НМНГ составляли приблизительно 5,9 млрд долл. США и 7,1 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

Группа и компания «КонокоФиллипс» договорились обеспечивать финансирование НМНГ посредством долгосрочных займов пропорционально своим долям владения. Данные займы подлежат погашению в период с 2035 по 2038 гг. с возможностью пролонгации еще на 35 лет по согласованию обеих сторон. По состоянию на 31 декабря 2009 г. фиксированная процентная ставка по данным займам составляла от 6,8 до 8,2% годовых.

По состоянию на 31 декабря 2009 г. остаток задолженности НМНГ по займам, полученным от компании «КонокоФиллипс», составлял 1 660 млн долл. США и состоял из нескольких займов, средневзвешенная процентная ставка по которым составила 7,79% годовых. Эта сумма включена в состав статьи «Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон».

Примечание 18. Гарантии и поручительства

Компания имеет несколько договоров поручительства. Данные договоры были заключены для улучшения кредитной состоятельности зависимых

компаний. Максимальные недисконтированные суммы потенциальных будущих платежей по гарантиям, выданным зависимым компаниям, составили 50 млн долл. США и 161 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

Примечание 19. 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 С.А.»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» 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 существовавшие до этого требования болгарского и румынского законодательств. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 49 млн долл. США и 44 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» соответственно.

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить работы по разведке залежей нефти и газа, бурению скважин, обустройству месторождений и т.п., а также достичь определенного уровня добычи на месторождениях. Руководство считает, что утвержденные Группой годовые бюджеты по капитальному строительству полностью охватывают все требования описанных лицензионных обязательств.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 565 млн долл. США в течение последующих 28 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия», по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2010 г. оценивается Группой в сумме около 610 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок 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 2010 г. оценивается Группой в сумме около 126 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по приобретению в течение следующих двух лет оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода «Карпатнефтехим Лтд.», расположенного на Украине, в сумме 55 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы ТГК-8 (см. Примечание 16. «Приобретение новых компаний»), по условиям которой должны быть построены электростанции суммарной мощностью 890 МВт. В настоящее время Группа согласует определенные изменения в инвестиционной программе, предусматривающие ее продление до конца 2013 г. По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 944 млн долл. США.

Обязательства по операционной аренде

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 974 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 185 млн долл. США и 170 млн долл. США в течение 2009 и 2008 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2009 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2009
2010	276
2011	172
2012	135
2013	104
2014	93
в последующие годы	194

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 в стадии разработки, поэтому компании Группы проводят оценку обязательств по природоохранной деятельности по мере изменения законодательства.

Как только размер обязательств компаний Группы определен, резерв по ним начисляется сразу в отчете о прибылях и убытках. С учетом возможных изменений в законодательстве по охране окружающей среды окончательная величина обязательств по природоохранной деятельности не может быть определена в настоящее время с достаточной степенью достоверности, однако она может оказаться существенной. По мнению руководства, в условиях действующего законодательства у Группы нет каких-либо существенных, не отраженных в консолидированной финансовой отчетности обязательств, которые могли бы отрицательно повлиять на результаты хозяйственной деятельности или финансовое положение Группы.

Активы социального назначения

Компании Группы как в Российской Федерации, так и в других странах выделяют средства на спонсорскую поддержку государственных проектов, объектов местной инфраструктуры и социальное обеспечение своих сотрудников. Такие вложения включают отчисления на строительство, развитие и содержание жилищного фонда, больниц, транспорта, зон отдыха, а также отчисления на прочие социальные нужды. Объем подобного финансирования определяется руководством Группы на регулярной основе и капитализируется или относится на затраты по мере возникновения.

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и на других развивающихся рынках, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. В Российской Федерации налоговый год остается открытым для проверки налоговыми органами в течение трех последующих календарных лет.

Однако в некоторых случаях налоговый год может быть открыт в течение более длительного периода. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают все более активную позицию в трактовке и применении налогового законодательства. Данные обстоятельства могут создать в Российской Федерации и на других развивающихся рынках, где Группа осуществляет свою деятельность, налоговые риски, которые будут более существенны, чем в странах, где налоговое законодательство развивалось и совершенствовалось в течение длительного периода.

Налоговые органы в различных регионах могут по-разному трактовать одни и те же вопросы налогообложения. Это приводит к тому, что налоговые споры могут быть разрешены в пользу Группы в одних регионах и в пользу налоговых органов в других. Некоторые вопросы налогообложения регулируются федеральными налоговыми органами, находящимися в Москве.

Группа осуществляла налоговое планирование и принимала управленческие решения на основании законодательства, существовавшего на момент осуществления планирования. Налоговые органы регулярно проводят налоговые проверки предприятий Группы, что является нормальным в экономических условиях Российской Федерации и других стран бывшего Советского Союза. Периодически налоговые органы пытаются производить начисление существенных дополнительных налоговых обязательств в отношении предприятий Группы. Руководство, основываясь на своей трактовке налогового законодательства, считает, что обязательства по налогам отражены в полном объеме. Тем не менее соответствующие регулирующие органы могут по-иному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого для финансовой отчетности в случае успеха налоговых органов в применении ими своих трактовок могут быть существенными.

Судебные разбирательства

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее – АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее – АГД), компании Группы, и Компании (далее – Ответчики). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместно предприятию АДК и АГД. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября

2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение.

5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. 11 июня 2007 г. Окружной суд вынес постановление о проведении слушаний по рассмотрению доказательств по вопросу о том, распространяется ли на Компанию общая персональная юрисдикция в штате Колорадо. Слушания по вопросу юрисдикции были начаты. 26 июня 2009 г. три кредитора АДК подали Ходатайство о Принудительном Банкротстве против АДК. В конечном счете АДК подтвердила начало процедуры банкротства и дело стало рассматриваться как дело в рамках Главы 11 по приказу от 29 сентября 2009 г. 25 ноября 2009 г. после внесения дополнений в иск АДК перевело дело из Окружного суда Колорадо в Суд по Банкротствам США. 22 декабря 2009 г. Компания подала ходатайство о возможности рассмотрения дела в Окружном суде Колорадо. 31 декабря 2009 г. до того, как было принято решение по ходатайству о возможности рассмотрения дела, АДК подало ходатайство об отзыве упоминания о банкротстве и передаче дела для рассмотрения в Окружном суде США. 3 февраля 2010 г. Суд по Банкротствам США постановил передать ходатайство об отзыве упоминания в Окружной Суд США для дальнейшего рассмотрения. Все дела, находящиеся на рассмотрении суда, так же, как и исследования обстоятельств, являются незаконченными и по ним необходимо решение Суда. Руководство планирует решительно защищать дело. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

В 2008 и 2009 гг. Федеральной антимонопольной службой (ФАС России) были вынесены два решения о признании крупнейших российских нефтяных компаний, включая Компанию и входящие с ней в одну группу лиц нефтеперерабатывающие заводы, нарушившими антимонопольное законодательство в части злоупотребления доминирующим положением на оптовом рынке нефтепродуктов Российской Федерации.

В настоящее время дела об оспаривании нефтеперерабатывающими заводами первого решения ФАС России объединены в одно производство в Арбитражном суде г. Москвы. Очередное судебное заседание назначено на 8 апреля 2010 г.

Второе решение ФАС России было оспорено нефтеперерабатывающими заводами в судах по месту их нахождения. 8 февраля 2010 г. Арбитражный суд Нижегородской области удовлетворил требование ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» о признании незаконными решения ФАС России от 10 сентября 2009 г. и постановления о наложении штрафа в сумме 80 млн долл. США. Дела по заявлениям других нефтеперерабатывающих заводов приостановлены.

В течение второй половины 2008 г. и первого полугодия 2009 г. против некоторых организаций Группы были возбуждены дела о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках. Вынесенные антимонопольными органами акты в отношении организаций Группы оспариваются в судах.

Общая сумма административных штрафов за нарушение Компанией и организациями Группы антимонопольного законодательства в 2008 – 2009 гг. составила 290 млн долл. США. Руководство уверено, что организации Группы следовали всем требованиям законодательства, и соответственно, считает, что конечный результат антимонопольных споров приведет к отмене или существенному сокращению штрафных санкций и 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 20. Операции со связанными сторонами

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и других компаний-посредников. Высшее руководство Компании считает, что в сложившихся условиях у Группы существуют соответствующие процедуры определения и надлежащего раскрытия информации об операциях со связанными сторонами и она раскрыла всю выявленную информацию об отношениях со связанными сторонами, которая представляется значительной. Операции со связанными сторонами по реализации и приобретению нефти и нефтепродуктов осуществлялись в основном с зависимыми компаниями, а также с акционером Компании компанией «КонокоФиллипс». Услуги связанных сторон по процессингу были оказаны зависимыми перерабатывающими заводами. Услуги страхования оказывались связанными сторонами, руководство которых включает некоторых руководителей Группы.

Ниже приведена информация об операциях со связанными сторонами, которые не раскрыты в других примечаниях к финансовой отчетности. Прочие операции со связанными сторонами раскрыты также в примечаниях 3, 4, 7, 10, 11, 13, 16, 17, 18 и 21.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 1 152 млн долл. США, 436 млн долл. США и 652 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 69 млн долл. США, 86 млн долл. США и 77 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 862 млн долл. США, 1 891 млн долл. США и 1 363 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2009, 2008 и 2007 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 539 млн долл. США, ноль и ноль соответственно.

В 2009, 2008 и 2007 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на ноль, 93 млн долл. США и 143 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 28 млн долл. США, 33 млн долл. США и 26 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 591 млн долл. США и 248 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 97 млн долл. США и 36 млн долл. США на 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно.

Примечание 21. Программа вознаграждения

В течение периода с 2007 по 2009 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению определенных членов руководства, которая предусматривает распределение акций и выплату вознаграждения, состоящую из двух частей.

Первая – ежегодная выплата вознаграждения, основанная на количестве закрепляемых акций и сумме дивидендов на одну акцию, утвержденных акционерами. Выплата этого вознаграждения зависит от выполнения Группой определенных ключевых показателей деятельности на ежегодной основе. Вторая часть вознаграждения основана на росте курса акций Компании в течение периода с 2007 по 2009 гг. с правом его получения по окончании срока действия программы. Количество закрепляемых акций составляет около 15,5 млн штук. По первой части программы Группа признает обязательство, которое определяется на основе ожидаемых дивидендов и количества закрепленных акций.

Вторая часть программы была классифицирована как часть акционерного капитала, и ее справедливая стоимость на дату ее введения была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертонна. Расходы по данной программе составили 105 млн долл. США, 134 млн долл. США, и 125 млн долл. США за 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно, из которых 20 млн долл. США, 103 млн долл. США, 103 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в соответствующих периодах. В силу неблагоприятной рыночной ситуации условия выполнения второй части программы не были выполнены, по этой причине отсутствовали платежи или передача акций сотрудникам.

В декабре 2009 г. Компания ввела новую программу по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2010 по 2012 гг. Условия данной программы схожи с условиями предыдущей программы вознаграждения. Количество закрепляемых акций составляет около 17,3 млн штук. В настоящее время Группа завершает расчет справедливой стоимости новой программы на дату ее введения.

Примечание 22. Сегментная информация

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2009, 2008 и 2007 гг. в соответствии с КУС № 280 (бывшее Положение № 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. В сегмент «Прочие» включены электроэнергетические компании, а также компании, чья деятельность 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

2009	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	2 257	76 650	1 022	1 154	–	81 083
Межсегментная деятельность	22 096	784	162	1 765	(24 807)	–
Итого выручка от реализации	24 353	77 434	1 184	2 919	(24 807)	81 083
Операционные расходы и общая стоимость закупок	3 668	55 943	812	2 346	(23 668)	39 101
Амортизация и износ	2 613	936	41	347	–	3 937
Расходы по процентам	886	1 205	14	407	(1 845)	667
Налог на прибыль	1 221	821	12	(1)	(59)	1 994
Чистая прибыль	5 456	2 263	(69)	(310)	(329)	7 011
Итого активы	54 924	56 299	1 371	18 091	(51 666)	79 019
Капитальные затраты	4 687	1 391	113	343	–	6 534
2008						
	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 753	103 132	2 067	728	–	107 680
Межсегментная деятельность	25 854	1 582	28	2 057	(29 521)	–
Итого выручка от реализации	27 607	104 714	2 095	2 785	(29 521)	107 680
Операционные расходы и общая стоимость закупок	3 779	67 061	1 934	2 361	(29 158)	45 977
Амортизация и износ	1 938	817	34	169	–	2 958
Расходы по процентам	870	570	4	295	(1 348)	391
Налог на прибыль	955	2 510	14	(66)	54	3 467
Чистая прибыль	4 234	5 130	(117)	(160)	57	9 144
Итого активы	47 130	45 039	940	12 751	(34 399)	71 461
Капитальные затраты	7 889	2 150	121	429	–	10 589
2007						
	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации						
Сторонние организации	1 527	77 960	2 348	56	–	81 891
Межсегментная деятельность	22 331	2 191	19	325	(24 866)	–
Итого выручка от реализации	23 858	80 151	2 367	381	(24 866)	81 891
Операционные расходы и общая стоимость закупок	3 813	52 032	1 904	206	(23 801)	34 154
Амортизация и износ	1 427	663	28	54	–	2 172
Расходы по процентам	611	621	4	218	(1 121)	333
Налог на прибыль	1 783	1 639	23	4	–	3 449
Чистая прибыль	4 686	4 770	148	243	(336)	9 511
Итого активы	43 395	41 091	1 004	8 412	(34 270)	59 632
Капитальные затраты	7 262	1 822	171	117	–	9 372

Географические сегменты

	2009	2008	2007
Реализация нефти на территории России	735	600	440
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	19 914	24 007	19 258
Реализация нефтепродуктов на территории России	8 101	13 872	9 583
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	46 888	62 542	47 154
Реализация продуктов нефтехимии в России	514	880	733
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	574	1 232	1 569
Прочая реализация на территории России	2 235	2 335	1 644
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 122	2 212	1 510
ИТОГО ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ	81 083	107 680	81 891

2009	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	130	13 750	67 203	–	81 083
Межсегментная деятельность	11 035	26 918	18	(37 971)	–
Итого выручка от реализации	11 165	40 668	67 221	(37 971)	81 083
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 035	15 151	59 061	(37 146)	39 101
Амортизация и износ	963	2 223	751	–	3 937
Расходы по процентам	62	643	406	(444)	667
Налог на прибыль	624	1 210	219	(59)	1 994
Чистая прибыль	2 873	4 638	(168)	(332)	7 011
Итого активы	20 418	43 890	28 038	(13 327)	79 019
Капитальные затраты	1 878	3 186	1 470	–	6 534

2008	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	138	19 905	87 637	–	107 680
Межсегментная деятельность	15 436	38 808	40	(54 284)	–
Итого выручка от реализации	15 574	58 713	87 677	(54 284)	107 680
Операционные расходы и общая стоимость закупок	2 011	19 789	78 220	(54 043)	45 977
Амортизация и износ	832	1 499	627	–	2 958
Расходы по процентам	37	196	260	(102)	391
Налог на прибыль	640	2 397	376	54	3 467
Чистая прибыль	1 848	7 615	(449)	130	9 144
Итого активы	17 136	37 598	23 577	(6 850)	71 461
Капитальные затраты	2 915	5 660	2 014	–	10 589

2007	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	118	13 226	68 547	–	81 891
Межсегментная деятельность	14 045	31 781	30	(45 856)	–
Итого выручка от реализации	14 163	45 007	68 577	(45 856)	81 891
Операционные расходы и общая стоимость закупок	1 995	17 323	59 692	(44 856)	34 154
Амортизация и износ	649	969	554	–	2 172
Расходы по процентам	22	244	239	(172)	333
Налог на прибыль	973	2 044	432	–	3 449
Чистая прибыль	3 587	5 341	884	(301)	9 511
Итого активы	16 227	32 764	20 805	(10 164)	59 632
Капитальные затраты	2 253	5 448	1 671	–	9 372

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 37 724 млн долл. США, 47 066 млн долл. США и 35 868 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 8 144 млн долл. США, 12 171 млн долл. США и 11 481 млн долл. США в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

Примечание 23. **События после отчетной даты**

В соответствии с требованиями КУС № 855 «События после отчетной даты» Группа оценивала события после отчетной даты до даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации. Таким образом, события после отчетной даты оценивались до 19 марта 2010 г. включительно.

В январе 2010 г. Компания подписала контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2, расположенном на юге Ирака. Сторонами контракта являются иракская государственная нефтяная компания «South Oil Company» и консорциум подрядчиков в составе иракской госкомпании «North Oil Company», Компании и норвежской «Statoil ASA». Доля Компании в проекте составляет 56,25%. На дату подписания соглашения обязательства Группы составляют около 281 млн долл. США. Месторождение Западная Курна-2 имеет извлекаемые запасы около 12,9 млрд барр.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа

(аудит данной информации не проводился)

(в миллионах долларов США, если не указано иное)

В соответствии с КУС № 932 (бывшее Положение № 69 «Раскрытие информации о нефтегазодобывающей деятельности») данный раздел представляет дополнительную неаудированную информацию о деятельности Группы по разведке и добыче нефти и газа в виде шести отдельных таблиц.

- I. Капитализированные затраты в сфере нефтегазодобычи.
- II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку.
- III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа.

IV. Информация об объемах запасов.

V. Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.

VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств.

Данные по зависимым компаниям представляют собой долю Группы в зависимых компаниях нефтегазодобычи, которые учитываются по методу долевого участия.

I. Капитализированные затраты в сфере нефтегазодобычи

По состоянию на 31 декабря 2009 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	545	305	850	285	1 135
Доказанные запасы нефти и газа	5 826	47 237	53 063	1 998	55 061
Накопленные износ и амортизация	(1 201)	(16 460)	(17 661)	(454)	(18 115)
ЧИСТЫЕ КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ	5 170	31 082	36 252	1 829	38 081

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 815 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2009 г. являются частью общих чистых капитализированных затрат.

По состоянию на 31 декабря 2008 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	519	507	1 026	158	1 184
Доказанные запасы нефти и газа	5 391	42 248	47 639	855	48 494
Накопленные износ и амортизация	(901)	(14 649)	(15 550)	(209)	(15 759)
ЧИСТЫЕ КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ	5 009	28 106	33 115	804	33 919

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 439 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 г. являются частью общих чистых капитализированных затрат.

По состоянию на 31 декабря 2007 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Недоказанные запасы нефти и газа	454	446	900	20	920
Доказанные запасы нефти и газа	3 906	36 664	40 570	677	41 247
Накопленные износ и амортизация	(644)	(13 813)	(14 457)	(164)	(14 621)
ЧИСТЫЕ КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ	3 716	23 297	27 013	533	27 546

Чистые капитализированные затраты, связанные с окончанием использования активов, в сумме 406 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. являются частью общих чистых капитализированных затрат.

II. Затраты на приобретение запасов, их разведку и разработку

2009	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	–	17	17	1 154	1 171
недоказанные запасы	–	23	23	97	120
Затраты на геологоразведку	221	162	383	11	394
Затраты на разработку	549	3 726	4 275	146	4 421
ИТОГО ЗАТРАТЫ	770	3 928	4 698	1 408	6 106

2008	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	806	6	812	–	812
недоказанные запасы	49	5	54	6	60
Затраты на геологоразведку	357	313	670	9	679
Затраты на разработку	719	6 430	7 149	139	7 288
ИТОГО ЗАТРАТЫ	1 931	6 754	8 685	154	8 839

2007	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Затраты на приобретение запасов					
доказанные запасы	-	393	393	-	393
недоказанные запасы	27	486	513	-	513
Затраты на геологоразведку	180	366	546	12	558
Затраты на разработку	670	5 887	6 557	103	6 660
ИТОГО ЗАТРАТЫ	877	7 132	8 009	115	8 124

III. Результаты деятельности по добыче нефти и газа

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с КУС № 932 выручка от реализации и передачи нефти и газа ком-

паниям Группы рассчитана на основании рыночных цен. Налог на прибыль рассчитан на основании законодательно установленной ставки налога на прибыль. Результаты деятельности не учитывают корпоративные накладные расходы и расходы по процентам.

2009	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 472	13 870	15 342	824	16 166
Передачи	–	11 850	11 850	17	11 867
Итого доходы	1 472	25 720	27 192	841	28 033
Затраты на добычу (не включая налоги)	(195)	(2 592)	(2 787)	(98)	(2 885)
Затраты на геологоразведку	(147)	(71)	(218)	(10)	(228)
Амортизация и износ	(323)	(2 235)	(2 558)	(105)	(2 663)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	–	(43)	(43)	–	(43)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(206)	(12 830)	(13 036)	(186)	(13 222)
Налог на прибыль	(198)	(1 399)	(1 597)	(203)	(1 800)
РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА	403	6 550	6 953	239	7 192
2008					
	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 839	24 307	26 146	1 112	27 258
Передачи	–	17 941	17 941	11	17 952
Итого доходы	1 839	42 248	44 087	1 123	45 210
Затраты на добычу (не включая налоги)	(202)	(3 006)	(3 208)	(74)	(3 282)
Затраты на геологоразведку	(356)	(131)	(487)	(7)	(494)
Амортизация и износ	(313)	(1 572)	(1 885)	(52)	(1 937)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	–	(25)	(25)	–	(25)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(61)	(24 668)	(24 729)	(170)	(24 899)
Налог на прибыль	(294)	(3 272)	(3 566)	(481)	(4 047)
РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА	613	9 574	10 187	339	10 526
2007					
	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
Доходы					
Выручка от реализации	1 351	15 232	16 583	883	17 466
Передачи	–	15 444	15 444	79	15 523
Итого доходы	1 351	30 676	32 027	962	32 989
Затраты на добычу (не включая налоги)	(140)	(2 638)	(2 778)	(76)	(2 854)
Затраты на геологоразведку	(158)	(149)	(307)	(13)	(320)
Амортизация и износ	(259)	(1 130)	(1 389)	(33)	(1 422)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	–	(21)	(21)	–	(21)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(7)	(17 087)	(17 094)	(134)	(17 228)
Налог на прибыль	(384)	(2 378)	(2 762)	(336)	(3 098)
РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА	403	7 273	7 676	370	8 046

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. Согласно требованиям КУС № 932 существующие экономические и производственные условия основываются на средней двенадцатимесячной цене (2009 г.) или цене на конец года

(для периодов до 2009 г.) и затрат на конец года. Доказанные запасы не включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных с точки зрения их экономической выгоды.

Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлекать из существующих скважин при помощи существующего оборудования и применяя существующие методы добычи.

В силу неопределенности и ограниченности, при- сущих геологическим данным о запасах, оценке за- пасов свойственна неточность, а при ее проведении требуется применение суждений. Кроме того, оценка запасов подвержена изменениям по мере поступле- ния новых данных.

Руководство включило в состав доказанных за- пасов существенные объемы, которые Группа со- бирается извлечь после окончания срока действия некоторых существующих лицензий в Российской Федерации. Закон о недрах Российской Федерации определяет, что в случае окончания срока действия лицензии срок пользования участком недр продле- вается по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождения полезных ископаемых либо выполнения ликвидационных мероприятий при условии отсутствия нарушений условий лицензии дан-

ным пользователем недр. В силу того, что закон при- меняется как в отношении лицензий, выпущенных после его принятия, так и в отношении лицензий вы- пущенных ранее его принятия, а также в связи с тем, что Группа переоформила около 50% лицензий, руко- водство считает, что в случае окончания срока дей- ствия лицензий они будут продлены для завершения оставшейся разработки каждого соответствующего месторождения.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам фи- нансового учета опубликовал ОСУ № 2010-03 «Деятельность по добыче полезных ископаемых – нефть и газ (Раздел 932): Оценка запасов и раскры- тия по нефтегазовой деятельности». Применение тре- бований ОСУ № 2010-03 не оказало существенного влияния на величину доказанных запасов и стандар- тизированную оценку дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств Группы.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2009, 2008 и 2007 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 2007 г.	410	15 183	15 593	334	15 927
Пересмотр предыдущих оценок	2	35	37	(23)	14
Приобретение неизвлеченного сырья*	–	178	178	(104)	74
Увеличение / открытие новых запасов	20	463	483	35	518
Добыча	(26)	(668)	(694)	(19)	(713)
Реализация запасов	(105)	–	(105)	–	(105)
31 декабря 2007 г.	301	15 191	15 492	223	15 715
Пересмотр предыдущих оценок	80	(1 205)	(1 125)	1	(1 124)
Приобретение неизвлеченного сырья	17	19	36	5	41
Увеличение / открытие новых запасов	30	493	523	6	529
Добыча	(24)	(660)	(684)	(19)	(703)
31 декабря 2008 г.	404	13 838	14 242	216	14 458
Пересмотр предыдущих оценок	(85)	(636)	(721)	15	(706)
Приобретение неизвлеченного сырья	–	39	39	102	141
Увеличение / открытие новых запасов	37	503	540	–	540
Добыча	(27)	(673)	(700)	(20)	(720)
Реализация запасов	–	(17)	(17)	–	(17)
31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.	329	13 054	13 383	313	13 696
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2007 г.	164	9 715	9 879	180	10 059
31 декабря 2008 г.	208	8 806	9 014	156	9 170
31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.	186	8 442	8 628	199	8 827

* 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 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 242 млн барр., 426 млн барр. и 559 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых

запасах по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 135 млн барр., 203 млн барр. и 228 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

Млрд куб. фут.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях	Итого
	за рубежом	Россия	итого		
ГАЗ					
1 января 2007 г.	4 276	22 128	26 404	193	26 597
Пересмотр предыдущих оценок	506	550	1 056	(2)	1 054
Приобретение неизвлеченного сырья*	–	19	19	(14)	5
Увеличение / открытие новых запасов	207	630	837	7	844
Добыча	(87)	(482)	(569)	(10)	(579)
31 декабря 2007 г.	4 902	22 845	27 747	174	27 921
Пересмотр предыдущих оценок	566	(386)	180	4	184
Приобретение неизвлеченного сырья	1 395	4	1 399	-	1 399
Увеличение / открытие новых запасов	118	310	428	7	435
Добыча	(175)	(500)	(675)	(11)	(686)
31 декабря 2008 г.	6 806	22 273	29 079	174	29 253
Пересмотр предыдущих оценок	(294)	(6 081)	(6 375)	(3)	(6 378)
Приобретение неизвлеченного сырья	-	13	13	130	143
Увеличение / открытие новых запасов	294	164	458	-	458
Добыча	(175)	(436)	(611)	(15)	(626)
31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.	6 631	15 933	22 564	286	22 850
Доказанные разрабатываемые запасы					
31 декабря 2007 г.	1 369	6 553	7 922	133	8 055
31 декабря 2008 г.	1 912	5 893	7 805	114	7 919
31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.	2 002	5 636	7 638	157	7 795

* 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 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 36 млрд куб. фут., 34 млрд куб. фут. и 49 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг. составляла 23 млрд куб. фут., 24 млрд куб. фут. и 30 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

С учетом изменения планов разработки и сроков ввода ряда месторождений Компания переклассифицировала часть запасов газа из доказанных запасов в запасы более низких категорий и в ресурсы. Руководство считает, что эти объемы могут быть вновь переведены в доказанные запасы по мере приближения сроков их разработки или при применении новых технологий.

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 КУС № 932. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи углеводородов определяются на основе применения цен на нефть

и газ, рассчитанных по средней двенадцатимесячной цене (2009 г.) или действующих на конец года (для периодов до 2009 г.), 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 оцен-

ка согласно КУС № 932 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 2009 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	31 025	385 266	416 291	14 816	431 107
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 778)	(254 811)	(273 589)	(7 692)	(281 281)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 337)	(22 285)	(24 622)	(1 489)	(26 111)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	9 910	108 170	118 080	5 635	123 715
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 468)	(66 015)	(72 483)	(3 013)	(75 496)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	3 442	42 155	45 597	2 622	48 219
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	1 370	1 370	–	1 370

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 281 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 6,5 млрд долл. США.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
31 декабря 2008 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	26 612	312 334	338 946	5 546	344 492
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 647)	(185 733)	(204 380)	(3 074)	(207 454)
Налог на прибыль будущих периодов	(318)	(21 250)	(21 568)	(516)	(22 084)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	7 647	105 351	112 998	1 956	114 954
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 132)	(64 296)	(70 428)	(950)	(71 378)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	1 515	41 055	42 570	1 006	43 576
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	1 333	1 333	–	1 333

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 207 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 6,4 млрд долл. США.

	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях	Итого
31 декабря 2007 г.					
Поступления денежных средств будущих периодов	34 051	660 363	694 414	17 892	712 306
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(13 015)	(442 801)	(455 816)	(4 639)	(460 455)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 414)	(48 552)	(50 966)	(3 568)	(54 534)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	18 622	169 010	187 632	9 685	197 317
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(9 576)	(106 185)	(115 761)	(4 857)	(120 618)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	9 046	62 825	71 871	4 828	76 699
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	1 379	1 379	–	1 379

Затраты будущих периодов на разработку и добычу в сумме 460 млрд долл. США включают также затраты на демонтаж оборудования, сворачивание производства и ликвидацию скважин в сумме 7,8 млрд долл. США.

VI. Основные причины изменений в стандартизированной оценке дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств

	2009	2008	2007
ДОЧЕРНИЕ КОМПАНИИ			
Дисконтированная стоимость на 1 января	42 570	71 871	45 568
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	86	(279)	(46)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(11 151)	(15 663)	(11 848)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	36 633	(113 710)	75 908
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(27 376)	79 317	(43 384)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 878	1 423	2 947
Затраты на разработку за период	3 201	3 528	2 308
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(4 495)	(3 520)	980
Чистое изменение налога на прибыль	(1 104)	11 054	(6 562)
Прочие изменения	70	123	185
Эффект дисконтирования	5 285	8 426	5 815
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	45 597	42 570	71 871
ДОЛЯ В ЗАВИСИМЫХ КОМПАНИЯХ			
Дисконтированная стоимость на 1 января	1 006	4 828	2 888
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 182	17	(367)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(547)	(872)	(739)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	2 129	(6 343)	3 622
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(1 086)	901	(643)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	3	38	1 020
Затраты на разработку за период	31	51	74
Пересмотр предыдущих данных о запасах	137	13	(716)
Чистое изменение налога на прибыль	(442)	1 553	(629)
Прочие изменения	95	239	(38)
Эффект дисконтирования	114	581	356
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	2 622	1 006	4 828
ВСЕГО			
Дисконтированная стоимость на 1 января	43 576	76 699	48 456
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 268	(262)	(413)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(11 698)	(16 535)	(12 587)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	38 762	(120 053)	79 530
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(28 462)	80 218	(44 027)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 881	1 461	3 967
Затраты на разработку за период	3 232	3 579	2 382
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(4 358)	(3 507)	264
Чистое изменение налога на прибыль	(1 546)	12 607	(7 191)
Прочие изменения	165	362	147
Эффект дисконтирования	5 399	9 007	6 171
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	48 219	43 576	76 699

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 2009 г. и за каждый год, закончившийся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 гг., а также важнейших тенденций, которые могут повлиять на будущие результаты деятельности Компании. Этот отчет должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчетностью и примечаниями к ней, а также вместе с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В настоящем документе слова «ЛУКОЙЛ», «Компания», «Группа», местоимение «мы» и его различные формы означают ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые общества. Все суммы в долларах США указаны в миллионах, за исключением особо оговоренных случаев. Объемы собственной добычи нефти пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность нефти, добываемой на различных месторождениях Группы. Объемы приобретенной нефти, а также иные показа-

тели, выраженные в баррелях, пересчитывались из тонн в баррели с использованием усредненного коэффициента, равного 7,33 барр./т. Пересчет кубических метров в кубические футы производился с использованием коэффициента, равного 35,31 куб. фут/куб. м. Баррель нефти соответствует 1 барр. н. э., а пересчет кубических футов в баррели нефтяного эквивалента производился с использованием коэффициента, равного 6 тыс. куб. фут/барр. н. э.

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и некоторые другие, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. «Заявления прогнозного характера» на стр. 200, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

Основные финансовые и операционные показатели

	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
Выручка от реализации (млн долл. США)	81 083	(24,7)	107 680	31,5	81 891
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США)	7 011	(23,3)	9 144	(3,9)	9 511
Чистая прибыль до единовременных списаний (млн долл. США) ¹	7 352	(22,4)	9 471	(0,4)	9 511
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США)	13 475	(14,7)	15 797	3,0	15 330
Налоги (кроме налога на прибыль), включая акцизы и экспортные пошлины (млн долл. США)	(19 532)	(43,9)	(34 804)	42,6	(24 400)
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (долл. США)	8,28	(23,9)	10,88	(5,2)	11,48
Добыча углеводородов Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э.)	807 301	0,5	803 109	1,0	795 099
Добыча нефти Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	97 615	2,5	95 240	(1,5)	96 645
Добыча газа Группой с учетом доли в зависимых компаниях (млн куб. м) ²	14 898	(12,5)	17 020	22,0	13 955
Производство нефтепродуктов Группой с учетом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	59 879	12,9	53 033	8,6	48 819
Доказанные запасы углеводородов с учетом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.)	17 504	(9,5)	19 334	(5,1)	20 369

¹ Единовременные списания подробно описаны на стр. 188.

² Товарный газ.

В 2009 г. чистая прибыль Группы составила 7 011 млн долл. США, что на 2 133 млн долл. США, или на 23,3%, меньше, чем в 2008 г.

Снижение чистой прибыли в основном было связано с резким снижением цен на углеводороды в 2009 г. по сравнению с 2008 г.

Обзор деятельности Группы

Основными видами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов. ОАО «ЛУКОЙЛ» является материнской компанией вертикально интегрированной группы предприятий.

Группа была учреждена в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 г. № 1403. Согласно этому Указу Правительство Российской Федерации 5 апреля 1993 г. передало Компании 51% голосующих акций пятнадцати компаний. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 861 в течение 1995 г. Группе были переданы акции еще девяти компаний. Начиная с 1995 г. Группа осуществила программу обмена акций в целях доведения доли собственного участия в уставном капитале каждой из этих двадцати четырех компаний до 100%. С момента образования Группы до настоящего времени ее состав значительно расширился за счет объединения долей собственности, приобретения новых компаний и развития новых видов деятельности. В настоящее время ЛУКОЙЛ является глобальной энергетической компанией, осуществляющей свою деятельность через дочерние предприятия в 37 странах мира на четырех континентах.

ЛУКОЙЛ является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире по размеру запасов углеводородов. По состоянию на 1 января 2010 г. доказанные запасы нефти Компании составляли около 13,7 млрд барр., газа – 22,9 трлн куб. фут, что в совокупности составляет 17,5 млрд барр. н. э.

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 Южной Америке, 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 производство электроэнергии, банковская, финансовая и иная деятельность. Указанные основные сегменты являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают нефть у предприятий

сегмента разведки и добычи. Поскольку в силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке» на стр. 174, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным, цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учетом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и ряда других факторов. Соответственно анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искаженное представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий этих сегментов. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, а приводим финансовые данные по сегментам в Примечании 22 «Сегментная информация» к нашей консолидированной финансовой отчетности.

Последние изменения и перспективы

В 2009 г. Компания достигла следующих результатов:

Разведка и добыча

- Введены в эксплуатацию 8 новых нефтяных и газовых месторождений (в 2008 г. – 11 нефтяных и газовых месторождений).
- В рамках консорциума с норвежской компанией «Статойл» мы выиграли тендер на право освоения крупнейшего месторождения Западная Курна-2, извлекаемые запасы которого оцениваются в 12,9 млрд барр. нефти.
- Мы начали промышленное бурение на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. Начало добычи нефти запланировано на второй квартал 2010 г.
- Мы приобрели оставшуюся 46%-ю долю в «ЛУКАРКО Б.В.» (далее – ЛУКАРКО) и стали 100%-ми владельцами компании. Таким образом мы увеличили наши запасы на 102,3 млн барр. нефти и на 129,8 млрд куб. фут газа, среднесуточная добыча нефти увеличилась приблизительно на 13 тыс. барр./сут. ЛУКАРКО является холдинговой компанией, владеющей 5%-й долей в совместном предприятии, разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, – «Тенгизшевройл», и 12,5%-й долей в Каспийском трубопроводном консорциуме (далее – КТК), который транспортирует казахскую и российскую нефть к морскому терминалу в Новороссийске.

Переработка

- Мы приобрели 45%-ю долю в нефтеперерабатывающем заводе «ТРН» (далее – ТРН) в Нидерландах. Мощность ТРН составляет 7,9 млн т в год, кроме того, завод обладает установкой гидрокрекинга мощностью приблизительно 3,4 млн т в год. В 2009 г. наша доля в производстве нефтепродуктов на ТРН составила 1 528 тыс. т.

Торговля и сбыт

- Компания приобрела сети АЗС компаний ООО «Смоленскнефтеснаб», ООО «Компания «Ай. Эр. Ти. Инвестмент», ООО «ПМ-Инвест» и ООО «Ретайер хаус», увеличив таким образом собственную сеть АЗС на 96 станций и земельных участков.
 - В результате нашей деятельности по развитию розничного сегмента наши продажи топлива в России выросли на 252 тыс. т.
- ### Прочее
- В 2009 г. мы продолжили деятельность по оптимизации структуры Группы путем вывода за ее пределы непрофильных бизнесов. Так, мы выделили и продали за пределы Группы ряд транспортных и сервисных активов в Западной Сибири и сеть охранных агентств.
 - Мы продолжили развитие нашего сектора по производству электроэнергии. Мы успешно выполняем инвестиционную программу ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее – ТГК-8), так в 2009 г. мы инвестировали 202 млн долл. США и планируем инвестировать еще 944 млн долл. США в течение ближайших 4 лет. Выручка сегмента электроэнергетики в 2009 г. составила 804 млн долл. США.

Иные результаты, достигнутые в 2009 г., детально рассмотрены далее в отчете.

Изменения в составе Группы

В декабре 2009 г. Группа приобрела оставшуюся 46,0%-ю долю в зависимой компании ЛУКАРКО за 1,6 млрд долл. США, таким образом увеличив долю владения до 100%. ЛУКАРКО является холдинговой компанией, владеющей 5%-й долей в совместном предприятии, разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, – «Тенгизшевройл», и 12,5%-й долей в КТК, который транспортирует казахскую и российскую нефть к морскому терминалу в Новороссийске. Вследствие этого Группа увеличила долю владения в «Тенгизшевройле» с 2,7% до 5% и долю владения в КТК с 6,75% до 12,5%. Первый платеж в сумме 300 млн долл. США был уплачен в декабре 2009 г., оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее двух лет после приобретения. Группа учитывает инвестиции в «Тенгизшевройл» и КТК по методу долевого участия.

В течение 2009 г. компания Группы приобрела 25,2% уставного капитала ОАО «РИТЭК» (далее – РИТЭК) за 235 млн долл. США, увеличив долю Группы до 100%. РИТЭК занимается добычей нефти в европейской части России и Западной Сибири.

В июне 2009 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Тоталь» о покупке 45%-й доли в ТРН. Сделка была завершена в сентябре 2009 г. приблизительно за 700 млн долл. США. Группа осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в нефтеперерабатывающем заводе. Завод имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», большие объемы прямогонного мазута и вакуумного газойля,

что позволит интегрировать его в систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов Группы. Мощность завода по первичной переработке нефти составляет 7,9 млн т в год, а мощность установки гидрокрекинга – около 3,4 млн т в год. Завод имеет индекс сложности Нельсона 9,8. Это приобретение сделано в соответствии с планами Компании по наращиванию перерабатывающих мощностей в Европе.

В первом квартале 2009 г. Группа за 238 млн долл. США приобрела 100%-ные доли в ООО «Смоленскнефтеснаб», ООО «Компания «Ай. Эр. Ти. Инвестмент», ООО «ПМ-Инвест» и ООО «Ретайер хаус», которые являются холдинговыми компаниями, владеющими 96 заправочными станциями и земельными участками в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. Это приобретение сделано для расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации.

В четвертом квартале 2008 г. Группа приобрела 100%-ные доли в ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» за 493 млн долл. США. ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М» являются холдинговыми компаниями, владеющими сетью из 181 заправочной станции в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. Это приобретение сделано для расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации.

В июле 2008 г. компания Группы подписала соглашение о приобретении 100%-й доли в группе «Акпет» за 555 млн долл. США. Сделка по приобретению была завершена в ноябре 2008 г. Дополненное соглашение предусматривало три платежа: первый в сумме 250 млн долл. США был уплачен на дату завершения сделки, второй платеж в сумме 150 млн долл. США был выплачен в апреле 2009 г. и оставшаяся сумма была выплачена в октябре 2009 г. Группа «Акпет» управляла 689 заправочными станциями на основании дилерских соглашений и имела в собственности 8 нефтепродуктовых терминалов, 5 хранилищ для сжиженного природного газа, 3 авиазаправочных комплекса и завод по производству и фасовке моторных масел на территории Турции.

В июне 2008 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «ERG S.p.A.» о создании совместного предприятия по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (далее – ИСАБ), расположенным в районе города Приоло (Италия). В декабре 2008 г. Группа завершила приобретение 49%-й доли в совместном предприятии за 1,45 млрд евро (приблизительно 1,83 млрд долл. США) и заплатила первый платеж в сумме 600 млн евро (приблизительно 762 млн долл. США). Оставшаяся сумма была уплачена в феврале 2009 г. Продавец имеет опцион «пут», исполнение которого может увеличить долю Группы в предприятии по управлению комплексом ИСАБ до 100%. По состоянию на 31 декабря 2009 г. справедливая стоимость этого опциона для Группы была равна нулю. Соглашение предусматривает, что каждый из участников осуществляет поставки нефти и сбыт не-

фтепродуктов в соответствии с долей своего участия в совместном предприятии. ИСАБ имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», и Группа намерена полностью интегрировать свою долю в производственных мощностях комплекса ИСАБ в свою систему поставок нефти и сбыта нефтепродуктов. Мощность комплекса ИСАБ составляет 16 млн т в год. В состав ИСАБ входят также 3 морских причала и резервуарный парк объемом 3 700 тыс. куб. м.

В марте 2008 г. компания Группы заключила соглашение о приобретении 75 заправочных станций и нефтебазы в Болгарии приблизительно за 367 млн долл. США. Сделка была завершена во втором квартале 2008 г.

В марте 2008 г. компания Группы приобрела 100% уставного капитала компании «СНГ Холдингс Лтд.» за 578 млн долл. США. Соглашение о приобретении предусматривало два дополнительных условных платежа по 100 млн долл. США каждый. В течение 2008 г. условия осуществления дополнительных условных платежей были выполнены и компания Группы полностью оплатила свои обязательства в соответствии с данным соглашением. Группа «СНГ Холдингс Лтд.» владеет 100%-й долей в соглашении о разделе продукции по месторождениям Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона в Республике Узбекистан. Целью данного приобретения было увеличение присутствия Группы в нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан.

В марте 2008 г. компания Группы подписала соглашение со связанной стороной, руководство и Совет директоров которой включают некоторых руководителей Группы и членов ее Совета директоров, по приобретению 64,31%-й доли в ТГК-8 приблизительно за 2 117 млн долл. США. Стоимость приобретения включила 23,55 млн обыкновенных акций Компании (рыночная

стоимость приблизительно равна 1 620 млн долл. США). Сделка была завершена в мае 2008 г. С мая 2008 г. по июнь 2009 г. компания Группы приобрела оставшуюся долю в ТГК-8 за 1 202 млн долл. США, увеличив долю владения Группы в ТГК-8 до 100%. ТГК-8 – один из крупнейших потребителей газа в Южном федеральном округе с годовым потреблением около 6 млрд куб. м газа в год. Электростанции компании расположены в Астраханской, Волгоградской, Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях и Республике Дагестан Российской Федерации. Их суммарная мощность составляет 3,6 гВт. Группа ожидает от приобретения активов ТГК-8 значительных синергетических эффектов за счет бесперебойных поставок природного газа с месторождений Компании, расположенных на Северном Каспии и в Астраханской области, а также за счет получения эффективной цены на газ. Приобретение было совершено в соответствии с планами Компании по развитию электроэнергетического бизнеса.

В 2008 г. Группа приобрела у миноритарных акционеров оставшиеся 3,09% уставного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – Нижегороднефтеоргсинтез) за 64 млн долл. США, увеличив тем самым свою долю в предприятии до 100%. Нижегороднефтеоргсинтез является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в европейской части России.

Ресурсная база

В приведенной ниже таблице представлены данные по резервам дочерних компаний Группы и нашей доле в зависимых компаниях, собранные на основе отчетов компании «Миллер энд Ленц», нашего независимого оценщика резервов, по состоянию на 1 января 2009 и 2010 гг.

(млн барр. н. э.)	Изменения в 2009 г.				
	1 января 2010 г.	добыча ¹	увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры	пересмотр предыдущих оценок	1 января 2009 г.
Западная Сибирь	9 751	(450)	332	(625)	10 494
Тимано-Печора	2 735	(163)	38	(157)	3 017
Урал	2 124	(94)	30	23	2 165
Поволжье	895	(26)	142	(891)	1 670
Прочие регионы России	231	(16)	12	1	234
За рубежом	1 768	(75)	210	(121)	1 754
Доказанные запасы нефти и газа	17 504	(824)	764	(1 770)	19 334
Вероятные запасы нефти и газа	9 820				11 767
Возможные запасы нефти и газа	5 054				5 282

¹ Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

Доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2010 г. составили 17,5 млрд барр. н. э., в том числе 13,7 млрд барр. нефти и 22,9 трлн куб. фут газа.

В 2009 г. прирост доказанных запасов за счет геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения составил 617 млн барр. н. э.

Приобретения увеличили наши доказанные запасы на 124 млн барр. н. э. благодаря увеличению до 5% нашей доли в компании «Тенгизшевройл» за счет доведения до 100% доли в ЛУКАРКО.

Изменения в составе наших лицензий привели к чистому росту наших резервов на 23 млн барр. н. э.

Основные операционные показатели

Добыча углеводородов

Компания осуществляет разведку и добычу нефти и газа в России и за рубежом. В России нашими основными нефтедобывающими дочерними предприятиями являются ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». У Группы есть также совместное предприятие с компанией

«КонокоФиллипс» – ООО «Нарьянмарнефтегаз» на Севере Тимано-Печоры. Разведка и добыча за рубежом осуществляется нашей 100%-й дочерней компанией «ЛУКОЙЛ-Оверсиз», которая участвует в СРП и других проектах в Казахстане, Азербайджане, Узбекистане, Саудовской Аравии, Колумбии, Гане, Кот-д'Ивуаре.

В приведенной ниже таблице приводятся основные показатели, отражающие нашу деятельность по разведке и добыче.

	2009	2008	2007
Среднедневная добыча углеводородов, включая нашу долю в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э./сут), в том числе:	2 212	2 194	2 178
- нефть	1 972	1 921	1 953
- природный и нефтяной газ ¹	240	273	225
Удельные затраты на добычу углеводородов (долл./барр. н. э.)	3,56	4,12	3,58
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	2 787	3 208	2 757
- в России	2 592	3 006	2 616
- за пределами России	195	202	141
Затраты на геолого-разведочные работы	218	487	307
- в России	71	131	149
- за пределами России	147	356	158
Налог на добычу полезных ископаемых	5 452	12 267	8 482
- в России	5 399	12 267	8 482
- за пределами России	53	–	–

¹ Товарный газ (за исключением газа, произведенного для собственного потребления).

Добыча нефти. В 2009 г. среднедневной объем добычи нефти Группой увеличился на 2,7% по сравнению с 2008 г. Добыча нефти (с учетом нашей доли в добыче зависимых компаний) составила 719,6 млн барр., или 97,6 млн т. В приведенной ниже таблице отражены данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в течение 2009 и 2008 гг.

(тыс. тонн)	2009	Изменение к 2008 г.			2008
		итого, %	структурное изменение	органическое изменение	
Западная Сибирь	52 962	(5,7)	–	(3 225)	56 187
Тимано-Печора	21 662	29,8	–	4 977	16 685
Урал	11 958	3,6	–	410	11 548
Поволжье	2 848	(6,3)	–	(193)	3 041
Прочие регионы России	2 130	(2,5)	–	(55)	2 185
Добыча в России	91 560	2,1	–	1 914	89 646
Добыча за рубежом	3 515	9,8	–	315	3 200
Итого добыча дочерними компаниями Группы	95 075	2,4	–	2 229	92 846
Доля Группы в добыче зависимых компаний:					
в России	308	3,0	–	9	299
за рубежом	2 232	6,5	26	111	2 095
ИТОГО ДОБЫЧА	97 615	2,5	26	2 349	95 240

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, является Западная Сибирь, где в 2009 г. было добыто 55,7% от общего объема добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в 2008 г. – 60,5%, в 2007 г. – 63,6%). В 2009 г. продолжала увеличиваться степень выработанности запасов наших добывающих активов в Западной Сибири, что привело к снижению добычи и росту обводненности. Значительное влияние на снижение добычи оказал недостаток необходимых энергетических мощностей в регионе на фоне опережающего спроса на энергию со стороны большого числа нефтедобывающих предприятий, которые столкнулись с потребностью увеличить мощности насосного оборудования, необходимого для поддержания объемов добычи нефти. Для решения этой проблемы, возникшей несколько лет назад в регионе, Компания планомерно строит и вводит в эксплуатацию собственные электрогенерирующие мощности на месторождениях.

В соответствии со своей стратегией Компания осваивает новые месторождения на севере Тимано-Печоры и на Каспии, для того чтобы компенсировать снижение добычи в традиционных регионах. В августе 2008 г. мы начали промышленную добычу на Южно-Хыльчуйском нефтяном месторождении, расположенном в Тимано-Печоре. В 2009 г. объем до-

бытой на этом месторождении нефти достиг 7,0 млн т. Это месторождение разрабатывается нами вместе с компанией «КонокоФиллипс» в рамках нашего стратегического партнерства.

Структурный прирост нашей доли в добыче зависимых предприятий за пределами России обусловлен увеличением до 100% нашей доли в ЛУКАРКО в декабре 2009 г. ЛУКАРКО принадлежит 5% доли в компании «Тенгизшевройл» – совместном предприятии, разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане.

В декабре 2009 г. мы начали промышленное бурение на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. Максимальный годовой объем добычи нефти и газового конденсата на месторождении составит 2,5 млн т, газа – 1,0 млрд куб. м.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет ее закупки в России и на международных рынках. В России мы в основном приобретаем нефть у зависимых компаний и прочих производителей. 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.

	2009		2008		2007	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	4 442	606	1 730	236	345	47
Закупки нефти за рубежом	150 258	20 499	76 078	10 379	32 802	4 475
ИТОГО ЗАКУПКИ НЕФТИ	154 700	21 105	77 808	10 615	33 147	4 522

Рост закупок нефти за рубежом в основном объясняется увеличением объемов переработки нефти и торговых операций. В 2009 г. для поставки на наши и сторонние нефтеперерабатывающие заводы за рубежом мы приобрели 11 313 тыс. т нефти (включая 5 116 тыс. т для поставки на ИСАБ и 698 тыс. т для поставки на ТРН) по сравнению с 5 029 тыс. т в 2008 г.

Добыча газа. В 2009 г. добыча товарного газа с учетом нашей доли в добыче зависимых компаний составила 14 898 млн куб. м газа, что на 12,5% меньше, чем в 2008 г.

Нашим основным газовым месторождением является Находкинское, где добыча природного газа в 2009 г. составила 5 936 млн куб. м (в 2008 г. – 8 313 млн куб. м). Снижение добычи на месторождении на 28,6% связано с уменьшением закупок нашего газа ОАО «Газпром» (далее – Газпром), российским газовым монополистом.

Наша доля в добыче газа на месторождении Шах-Дениз в Азербайджане в 2009 г. составила 518 млн куб. м по сравнению с 552 млн куб. м в 2008 г. Добыча природного газа на месторождении Хаузак в Узбекистане составила 2 227 млн куб. м (2 340 млн куб. м в 2008 г.).

Переработка, торговля и сбыт

Переработка. Компания владеет и управляет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в европейской части России, и тремя заводами за рубежом – в Болгарии, на Украине и в Румынии. В августе 2005 г. мы закрыли Одесский НПЗ для осуществления широкомасштабной реконструкции. В апреле 2008 г. после завершения реконструкции завод был вновь введен в эксплуатацию. Его мощность составляет 2,8 млн т в год. В 2008 г. мы приобрели 49% акций ИСАБ, расположенного в городе Приоло (Италия), его мощность составляет 16 млн т в год. В сентябре 2009 г. мы приобрели 45%-ю долю в ТРН, мощность которого составляет 7,9 млн т.

Производство нефтепродуктов на дочерних и зависимых НПЗ Группы в 2009 г. возросло на 12,9% по сравнению с 2008 г., в том числе на российских – на 0,8%. Производство нефтепродуктов на зарубежных НПЗ с учетом доли в производстве нефтепродуктов на ИСАБ и ТРН увеличилось по сравнению с 2008 г. на 59,3%, несмотря на то, что производство на нашем румынском НПЗ снизилось на 7,4% в связи с капитальным ремонтом в январе-феврале 2009 г., а производство на нашем НПЗ в Болгарии

снизилось на 7,1% по причине пересмотра производственного плана на 2009 г. из-за низкого уровня маржи переработки.

В 2009 г. наша доля в производстве нефтепродуктов на ИСАБ составила 6 153 тыс. т (в 2008 г. – 578 тыс. т), на ТРН – 1 528 тыс. т.

В России группа «ЛУКОЙЛ» лидирует по объемам реализации топлив, полностью отвечающих европейским стандартам, значительно опережая официальные сроки их ввода на территории страны. На российских НПЗ Группы мы произвели 7 266, 7 224 и 7 218 тыс. т дизельного топлива, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5, в 2009, 2008 и 2007 гг. соответственно. Производство бензина, соответству-

ющего стандартам Евро-3, в 2009, 2008 и 2007 гг. составило 4 746, 4 191 и 852 тыс. т соответственно.

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы также перерабатывали нашу нефть на заводах третьих сторон. В России мы перерабатывали нефть на сторонних заводах в основном для обеспечения деятельности сбытовых компаний Группы в Уральском регионе, а также для экспорта. Для обеспечения нефтепродуктами наших розничных сетей в Восточной Европе мы перерабатывали нефть на заводах, расположенных в Белоруссии и Сербии. Нефтепродукты, произведенные в Белоруссии, использовались нами для снабжения наших местных розничных сетей и для оптовых продаж на экспорт.

В следующей таблице представлены основные данные о нашей деятельности по переработке нефти.

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Затраты по переработке нефти	923	1 115	880
- в России	671	780	651
- за пределами России	252	335	229
Затраты по переработке нефти на ИСАБ и ТРН	543	39	–
Затраты по переработке нефти на сторонних НПЗ	170	400	242
- в России	126	341	214
- за пределами России	44	59	28
Капитальные затраты	828	1 023	830
- в России	520	688	606
- за пределами России	308	335	224
	(тыс. барр./сут)		
Переработка нефти на НПЗ Группы в России	889	881	851
Переработка нефти на НПЗ Группы за рубежом	210	231	193
Итого переработка нефти на НПЗ Группы	1 099	1 112	1 044
Переработка нефти на ИСАБ и ТРН ¹	123	11	–
Итого переработка нефти на дочерних и зависимых НПЗ	1 222	1 123	1 044
Переработка нефти на сторонних НПЗ в России	41	64	72
Переработка нефти на сторонних НПЗ за рубежом	36	46	21
Итого переработка нефти на сторонних НПЗ	77	110	93
ИТОГО ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ	1 299	1 233	1 137
	(тыс. т)		
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы в России ²	42 408	42 067	40 381
Производство нефтепродуктов на дочерних НПЗ Группы за рубежом	9 790	10 388	8 438
Итого производство нефтепродуктов на дочерних НПЗ	52 198	52 455	48 819
Доля Группы в производстве нефтепродуктов на ИСАБ и ТРН	7 681	578	–
Итого производство нефтепродуктов на дочерних и зависимых НПЗ	59 879	53 033	48 819
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ в России	1 873	2 881	3 270
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ за рубежом	1 612	2 123	945
Итого производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	3 485	5 004	4 215

¹ Доля Группы.

² Без учета мини-НПЗ.

Торговля и сбыт. Наши торговые операции в основном включают в себя оптовые и бункеровочные операции в Западной Европе, Юго-Восточной Азии и Центральной Америке, а также розничные продажи в США, в Центральной и Восточной Европе, странах Балтии и некоторых других странах и регионах. В России закупки нефтепродуктов не носят систематиче-

ского характера и используются в основном для покрытия временного недостатка ресурсов внутри Группы.

Розничная сеть Группы охватывает 26 стран и состоит из 6,2 тысяч АЗС. Большинство заправочных станций работает под маркой «ЛУКОЙЛ». Мы последовательно развиваем наш розничный бизнес и бренд «ЛУКОЙЛ», расширяя сеть АЗС.

В следующей таблице представлены данные о торговых операциях Группы.

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Розничные продажи	13 146	17 812	12 904
Оптовые продажи	41 843	58 602	43 833
ИТОГО ПРОДАЖИ НЕФТЕПРОДУКТОВ	54 989	76 414	56 737
	(тыс. т)		
Закупки нефтепродуктов в России	625	1 635	1 543
Закупки нефтепродуктов за рубежом	41 445	38 743	38 745
ИТОГО ЗАКУПКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ	42 070	40 378	40 288

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России. Экспорт нефти из России в 2009 г. увеличился на 6,9% по сравнению с 2008 г. В 2009 г. Компания экспортировала 45,9% добытой в России нефти (в

2008 г. и 2007 г. – 43,8% и 46,5% соответственно). Увеличение экспорта связано с началом добычи на Южно-Хыльчуйском месторождении, вся нефть которого экспортируется из России.

Объем экспорта нефти из России предприятиями Группы составил:

	2009		2008		2007	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	241 890	33 000	264 393	36 070	293 163	39 995
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	66 109	9 019	23 639	3 225	15 818	2 158
ИТОГО ЭКСПОРТ НЕФТИ ИЗ РОССИИ	307 999	42 019	288 032	39 295	308 981	42 153

Объем экспорта нефти через собственную инфраструктуру Компании составил в 2009 г. 8 712 тыс. т, что в три раза больше, чем в 2008 г. Это связано с экспортом нефти, добываемой нашим совместным предприятием с компанией «КонокоФиллипс» на Южно-Хыльчуйском месторождении (в 2009 г. объем добытой здесь нефти достиг 7,0 млн т), через наш терминал в Варандее.

В 2009 г. экспорт нефтепродуктов из России составил 27,8 млн т, что на 7,7% больше, чем в 2008 г. В основном мы экспортировали из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили приблизительно 89,4% от всего объема экспортируемых нефтепродуктов.

В 2009 г. выручка от экспорта из России компаниям Группы за рубежом и третьим лицам составила 17 485 млн долл. США по нефти и 11 414 млн долл. США по нефтепродуктам.

Основные макроэкономические факторы, влияющие на результаты нашей деятельности

Изменение цен на нефть и продукцию нефтепереработки

Цена, по которой мы продаем нефть и нефтепродукты, является основным фактором, определяющим нашу выручку. В 2009 г. цена на нефть марки «Брент» изменялась в интервале от 39 до 78 долл./барр., достигнув максимального значения в 78,86 долл./барр. в середине ноября 2009 г.

В 2008 г. цены на нефть достигли своего исторического пика. Начиная с июля 2008 г. цены начали снижаться и к концу года упали более чем на 100 долл./барр., до 37 долл./барр., в результате спада в мировой экономике. Во второй половине 2009 г. цены стабилизировались на уровне 70 долл./барр. Надежды на восстановление экономики помогают

преодолеть негативное влияние фундаментальных факторов. Однако для того, чтобы цены оставались на высоком уровне, необходимо существенное усиление спроса со стороны промышленных потребителей. Это поможет ликвидировать рекордно высокие запасы сырья, постоянно оказывающие давление на цены на нефть. Согласно IEA мировой спрос на нефть в 2010 г. составит 86,5 млн барр./сут, что на 1,8% больше, чем в 2009 г.

Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведенной ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты за рассматриваемые периоды.

	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)					
Нефть марки «Брент»	61,67	(36,6)	97,26	34,4	72,39
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) ¹	61,22	(35,4)	94,76	36,6	69,38
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) ¹	61,15	(35,5)	94,83	37,1	69,16
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	345,72	(24,8)	459,74	35,6	339,00
Дизельное топливо (ФОБ Роттердам)	534,84	(40,7)	901,53	42,2	634,09
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	579,01	(30,8)	836,79	20,2	695,97

Источник: Платтс.

¹ Компания реализует нефть на внешних рынках на различных условиях поставки. Поэтому наша средняя сложившаяся цена реализации нефти на внешних рынках отличается от средних цен нефти марки «Юралс» на рынках Средиземноморского региона и Северной Европы.

Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке

Практически вся нефть добывается в России такими же вертикально интегрированными компаниями, как наша. Это приводит к тому, что большая часть операций проводится между компаниями, входящими в состав той или иной вертикально интегрированной группы. В результате понятие сопоставимой цены на нефть на внутреннем рынке отсутствует. Цена на нефть, которая не перерабатывается и не экспортируется ни одной из вертикально инте-

грированных 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 цены реализации нефтепродуктов в России в 2009, 2008 и 2007 гг.

	2009	Изменение к 2008, %	2008	Изменение к 2007, %	2007
	(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)				
Мазут топочный	162,12	(32,1)	238,87	42,2	167,93
Дизельное топливо	462,65	(37,8)	744,07	39,0	535,32
Бензин (А-92)	584,87	(22,2)	751,95	19,9	626,95
Бензин (Аи-95)	636,24	(26,0)	860,07	20,3	714,72

Источник: ИнфоТЭК (без 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

ослабление рубля по отношению к доллару США приводит к уменьшению наших затрат в долларовом исчислении, и наоборот. Укрепление покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации, в 2009 г. по сравнению с 2008 г. составило 12,4%. Обменный курс рубля к доллару на конец 2009 г. на 2,9% превышал курс на начало года.

Приведенная ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России и изменении курса рубля к доллару США.

	2009	2008	2007
Рублевая инфляция (ИПЦ), %	8,9	13,3	11,9
Изменение обменного курса рубля к доллару США, %	(2,9)	(19,7)	6,8
Средний обменный курс за период (рубли к доллару США)	31,72	24,86	25,58
Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США)	30,24	29,38	24,55

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 2009, 2008 и 2007 гг. налоги по операциям в России составили примерно 81%, 86% и 86% всех наших налоговых расходов соответственно.

Помимо налога на прибыль, основными налогами для нефтяных компаний в России, и в частности для нас, являются налог на добычу полезных ископаемых, акцизы и экспортные пошлины. Кроме того, в Российской Федерации существует целый ряд других налогов, включая:

- единый социальный налог;
- НДС;
- налог на имущество;
- прочие местные налоги и сборы.

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объем налогов, включая налог на прибыль и 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 2009, 2008 и 2007 гг. 75%, 81% и 75% соответственно. В 2009 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 43% выруч-

ки от реализации российскими компаниями Группы в России и на экспорт.

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

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

		2009 ¹	Изменение к 2008,%	2008 ¹	Изменение к 2007,%	2007 ¹
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	179,93	(49,3)	355,08	71,8	206,70
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки						
легкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	133,54	(46,9)	251,53	65,9	151,59
жидкие топлива (мазут)	долл./т	71,93	(46,9)	135,51	66,0	81,64
Акцизы на продукты нефтепереработки						
прямогонный бензин	руб./т	3 900,00	46,8	2 657,00	–	2 657,00
высокооктановый бензин	руб./т	3 629,00	–	3 629,00	–	3 629,00
низкооктановый бензин	руб./т	2 657,00	–	2 657,00	–	2 657,00
дизельное топливо	руб./т	1 080,00	–	1 080,00	–	1 080,00
моторные масла	руб./т	2 951,00	–	2 951,00	–	2 951,00
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	руб./т	2 302,85	(30,8)	3 328,35	34,6	2 472,67
природный газ	руб./1 000 м ³	147,00	–	147,00	–	147,00

¹ Средние значения.

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

		2009 ¹	Изменение к 2008,%	2008 ¹	Изменение к 2007,%	2007 ¹
Акцизы на продукты нефтепереработки						
прямогонный бензин	долл./т	122,94	15,0	106,90	2,9	103,88
высокооктановый бензин	долл./т	114,40	(21,7)	146,01	2,9	141,89
низкооктановый бензин	долл./т	83,76	(21,7)	106,90	2,9	103,88
дизельное топливо	долл./т	34,04	(21,7)	43,45	2,9	42,23
моторные масла	долл./т	93,02	(21,7)	118,73	2,9	115,38
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	долл./т	72,59	(45,8)	133,91	38,5	96,68
природный газ	долл./1 000 м ³	4,63	(21,7)	5,91	2,9	5,75

¹ Средние значения.

Ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, привязаны к мировой цене на нефть и изменяются вслед за ней. Ниже приведены методики расчета таких налогов.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти. В течение 2005–2008 гг. базовая ставка составляла 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти. В дальнейшем она корректировалась в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и обменного курса рубля. Ставка налога равнялась нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода была меньше или равна 9,00 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1,00 долл./барр. выше установленного минимального уровня (9,00 долл./барр.) вел к росту ставки налога на 1,61 долл./т добычи (или на 0,22 долл./барр. при использовании коэффициента пересчета, равного 7,33).

Начиная с 1 января 2009 г. формула расчета ставки налога была изменена. Базовая ставка осталась на прежнем уровне. При этом пороговая цена на нефть, до которой ставка налога равна нулю, была повышена с 9,00 до 15,00 долл./барр. Это привело к снижению расхода по НДС в размере 1,3 долл./барр. добычи нефти в России. Расширился перечень регионов, в которых добыча нефти будет облагаться по нулевой ставке в зависимости от срока разработки участка недр и накопленных объемов добычи. Теперь он включает также шельф Каспийского моря и Ненецкий автономный округ – регионы, в которых Компания ведет разведку и добычу углеводородов.

Начиная с 1 января 2007 г. налоговая ставка дифференцируется в зависимости от срока 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 равен 1,0 для участков недр с выработанностью менее 80%. Увеличение степени выработанности конкретного участка недр на каждый дополнительный 1% свыше показателя в 80% влечет за собой снижение коэффициента на 0,035. Минимальное значение коэффициента составляет 0,3. Оценка степени выработанности запасов осуществляется на основании установленных государственных данных о запасах и объемах добычи нефти по каждому участку недр.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа. Налог на добычу природного газа исчисляется с использованием фиксированной ставки. В настоящий момент эта ставка составляет 147 руб. за 1 000 куб. м природного газа и действует с 1 января 2006 г.

Ставка экспортных пошлин на нефть определяется исходя из действующей прогрессивной шкалы расчета. Ставка пошлины равна нулю в том случае, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» меньше или равна 15,00 долл./барр. (109,50 долл./т). Каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. в интервале цен от 15,00 до 20,00 долл./барр. (146,00 долл./т) ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,35 долл./барр. В интервале цен от 20,00 до 25,00 долл./барр. (182,50 долл./т) каждый дополнительный прирост рыночной цены на 1 долл./барр. ведет к росту экспортной пошлины на нефть на 0,45 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., то при ее росте на 1,00 долл./барр. прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,65 долл./барр.

До 1 октября 2008 г. ставки вывозных таможенных пошлин на нефть устанавливались Правительством Российской Федерации в двухмесячные периоды. Ставки пошлин в определенном периоде зависели от международных цен на нефть марки «Юралс» за два месяца, которые предшествовали этому периоду. Таким образом, метод расчета экспортной пошлины на нефть, используемый российским Правительством, приводил к двухмесячной разнице между колебаниями цен на нефть и изменением экспортной пошлины.

Такой метод расчета был изменен в сентябре 2008 г., когда была установлена специальная ставка пошлины за октябрь, ноябрь и декабрь 2008 г. в размере 372,20, 287,30 и 192,10 долл./т соответственно с целью компенсировать нефтяным компаниям негативное влияние от резкого снижения цен на нефть. Начиная с декабря 2008 г. расчет ставки пошлины производится ежемесячно на основании мониторинга нефтяных цен за непосредственно предшествующий месяц.

Ставки экспортных пошлин на нефтепродукты определяются постановлениями Правительства

Российской Федерации. Величина ставок зависит от внутреннего спроса на нефтепродукты, а также от конъюнктуры на мировом рынке нефти.

Экспорт нефти и нефтепродуктов в страны СНГ, за исключением Украины и Белоруссии, не облагается экспортными пошлинами. Нефть, экспортируемая с территории России в Белоруссию, подлежит обложению таможенной пошлиной с применением в 2009 г. коэффициента 0,356 (в 2008 г. – 0,335) к ставке экспортной пошлины на нефть, установленной Правительством Российской Федерации.

В 2010 г. по соглашению между Российской Федерацией и Республикой Беларусь таможенной пошлиной не будут облагаться поставки нефти из России в Белоруссию в суммарном объеме до 6,3 млн т. Остальной объем нефти будет облагаться экспортной пошлиной по полной ставке.

Акцизы на нефтепродукты. Ответственность по уплате акцизов на нефтепродукты в России возложена на перерабатывающие предприятия (за исключением прямогонного бензина). В других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, плательщиками акциза являются как производители, так и продавцы, в зависимости от местного законодательства.

Налог на прибыль. До 2009 г. прибыль от деятельности Группы в Российской Федерации облагалась налогом на прибыль по ставке 24%. Федеральная ставка налога составляла 6,5%, региональная ставка могла варьироваться от 13,5% до 17,5% по усмотрению региональных органов власти. Начиная с 1 января 2009 г. федеральная ставка налога на прибыль уменьшена до 2,0%, интервал изменения региональной ставки составил от 13,5% до 18,0%. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным законодательством стран, в которых они были совершены.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов в России

Основные регионы нефтедобычи в России удалены от основных рынков сбыта нефти и нефтепродуктов. Поэтому доступ нефтяных компаний к 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 «Транснефти» предоставляется нефтяным компаниям на поквартальной основе в соответствии с объемами добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемыми направлениями ее экспор-

та. 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 «Транснефти». Альтернативный доступ к международным рынкам, минуя систему «Транснефти», может осуществляться по железной дороге, морским и речным транспортом, а также с использованием собственной экспортной инфраструктуры нефтяных компаний. Наша экспортная инфраструктура включает в себя порт Высоцк в Ленинградской области, терминал Варандей в Ненецком автономном округе и терминал Светлый в Калининградской области. Через морской ледостойкий терминал в Варандее Группа экспортирует нефть, добытую совместно с компанией «КонокоФиллипс» предприятием на севере Тимано-Печоры, его годовая мощность составляет 12 млн т. Терминал в Светлом экспортирует в основном нефть, добытую ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» – нашим дочерним предприятием, ведущим свою деятельность в Калининградской области, а также нефтепродукты. Мощность терминала в Светлом составляет 6 млн т в год. В настоящее время мы используем порт Высоцк для экспорта нефтепродуктов. В дальнейшем предполагается использовать его как для экспорта нефти, так и для экспорта нефтепродуктов, в зависимости от рыночной конъюнктуры. В настоящее время мощность терминала составляет 12 млн т в год, и она может быть увеличена до 15 млн т в год.

Транспортировка нефтепродуктов в Российской Федерации осуществляется с использованием железнодорожного транспорта и через сеть нефтепродуктопроводов, принадлежащую компании ОАО АК «Транснефтепродукт». Владелец железнодорожной инфраструктуры в России является ОАО «Российские железные дороги». Обе компании принадлежат государству. Помимо транспортировки нефтепродуктов ОАО «Российские железные дороги» оказывает нефтяным компаниям услуги по транспортировке нефти. Основную часть наших нефтепродуктов мы транспортируем железнодорожным транспортом.

Так как деятельность перечисленных выше компаний относится к сфере деятельности естественных монополий, их тарифная политика определяется государственными органами для обеспечения баланса интересов государства и всех участников процесса транспортировки. Тарифы естественных монополий устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации (далее – ФСТ). Величина тарифа зависит от направления транспортировки, объема поставки, расстояния до пункта назначения, а также от некоторых других факторов. Изменение тарифов происходит в зависимости от прогноза Министерства экономического развития Российской Федерации о темпах инфляции, от инвестиционных нужд компаний-владельцев транспортной инфраструктуры, от других макроэкономических факторов, а также от уровня возмещения экономически обоснованных затрат, понесенных этими естественными монополиями. ФСТ пересматривает тарифы не реже одного раза в год.

Сравнение результатов деятельности Компании в 2009, 2008 и 2007 гг.

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

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
ВЫРУЧКА			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	81 083	107 680	81 891
ЗАТРАТЫ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ			
Операционные расходы	(7 124)	(8 126)	(6 172)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки	(31 977)	(37 851)	(27 982)
Транспортные расходы	(4 830)	(5 460)	(4 457)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(3 306)	(3 860)	(3 207)
Износ и амортизация	(3 937)	(2 958)	(2 172)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(6 474)	(13 464)	(9 367)
Акцизы и экспортные пошлины	(13 058)	(21 340)	(15 033)
Затраты на геолого-разведочные работы	(218)	(487)	(307)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов	(381)	(425)	(123)
ПРИБЫЛЬ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	9 778	13 709	13 071
Расходы по процентам	(667)	(391)	(333)
Доходы по процентам и дивидендам	134	163	135
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	351	375	347
(Убыток) прибыль по курсовым разницам	(520)	(918)	35
Прочие внеоперационные расходы	(13)	(244)	(240)
ПРИБЫЛЬ ДО НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ	9 063	12 694	13 015
Текущий налог на прибыль	(1 922)	(4 167)	(3 410)
Отложенный налог на прибыль	(72)	700	(39)
ИТОГО НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ	(1 994)	(3 467)	(3 449)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ	7 069	9 227	9 566
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(58)	(83)	(55)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, ОТНОСЯЩАЯСЯ К ОАО «ЛУКОЙЛ»	7 011	9 144	9 511
Базовая и разводненная прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США)	8,28	10,88	11,48

Ниже приведен анализ основных финансовых показателей отчетности.

Выручка от реализации

Продажи по видам продукции	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	18 276	22 382	18 346
Экспорт и продажи в странах СНГ	1 638	1 625	912
Продажи на внутреннем рынке	735	600	440
	20 649	24 607	19 698
Нефтепродукты			
Экспорт и реализация на международных рынках			
оптовая реализация	38 023	50 553	37 971
розничная реализация	8 865	11 989	9 183
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	3 820	8 049	5 862
розничная реализация	4 281	5 823	3 721
	54 989	76 414	56 737
Нефтехимические продукты			
Экспорт и продажи на международных рынках			
	574	1 232	1 569
Продажи на внутреннем рынке			
	514	880	733
	1 088	2 112	2 302
Газ и продукция его переработки			
Экспорт и продажи на международных рынках			
	1 091	926	562
Продажи на внутреннем рынке			
	548	985	831
	1 639	1 911	1 393
Прочие продажи			
Экспорт и продажи на международных рынках			
	1 031	1 286	947
Продажи на внутреннем рынке			
	1 687	1 350	814
	2 718	2 636	1 761
ПРОДАЖИ ВСЕГО	81 083	107 680	81 891
Объемы продаж			
	2009	2008	2007
	(тыс. барр.)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ			
	305 273	242 784	268 974
Экспорт и продажи в странах СНГ			
	39 106	31 629	19 879
Продажи на внутреннем рынке			
	21 909	15 408	11 757
	366 288	289 821	300 610
	(тыс. тонн)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ			
	41 647	33 122	36 695
Экспорт и продажи в странах СНГ			
	5 335	4 315	2 712
Продажи на внутреннем рынке			
	2 989	2 102	1 604
	49 971	39 539	41 011
	(тыс. тонн)		
Нефтепродукты			
Экспорт и продажи на международных рынках			
оптовая реализация	76 885	67 669	64 394
розничная реализация	7 863	8 200	7 910
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	9 796	13 314	13 704
розничная реализация	6 216	5 964	4 853
	100 760	95 147	90 861
ОБЪЕМЫ ПРОДАЖ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ВСЕГО	150 731	134 686	131 872

Средние сложившиеся цены реализации	2009		2008		2007	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке						
Нефть (кроме стран СНГ)	59,87	438,84	92,19	675,76	68,21	499,96
Нефть (в странах СНГ)	41,89	307,05	51,38	376,58	45,86	336,15
Нефтепродукты						
оптовая реализация		494,55		747,06		589,66
розничная реализация		1 127,44		1 462,14		1 160,90
Средняя цена продаж на внутреннем рынке						
Нефть	33,56	245,97	38,97	285,66	37,43	274,37
Нефтепродукты						
оптовая реализация		389,92		604,55		427,74
розничная реализация		688,74		976,40		766,67

В 2009 г. наша выручка от реализации уменьшилась на 26 597 млн долл. США, или на 24,7%, по сравнению с 2008 г. (в 2008 г. увеличилась на 25 789 млн долл. США, или на 31,5%, по сравнению с 2007 г.). Выручка от продаж нефти уменьшилась в 2009 г. на 3 958 млн долл. США, или на 16,1% (в 2008 г. увеличилась на 4 909 млн долл. США, или на 24,9%, по сравнению с 2007 г.). Выручка от продаж нефтепродуктов уменьшилась на 21 425 млн долл. США, или на 28,0% (в 2008 г. увеличилась на 19 677 млн долл. США, или на 34,7%, по сравнению с 2007 г.). Снижение выручки было связано с резким падением цен на углеводороды по сравнению с 2008 г. Кроме того, девальвация рубля по отношению к доллару США также привела к снижению наших средних цен реализации в России.

В то же время мы увеличили добычу и закупки нефти, что позволило нам нарастить объемы продаж нефти на 26,4%. Рост добычи связан в первую очередь с началом добычи нефти на Южно-Хыльчуйском месторождении в августе 2008 г. В 2009 г. на этом месторождении мы добыли 7,0 млн т нефти, в 2008 г. 1,5 млн т нефти.

Мы увеличили также объемы реализации нефтепродуктов за рубежом на 11,7% главным образом в связи с началом переработки нефти и нефтепродуктов на ИСАБ и ТРН. Наша доля в производстве нефтепродуктов на этих комплексах составила в 2009 г. 6,2 млн т и 1,5 млн т соответственно. В 2008 г. наша доля в производстве нефтепродуктов на ИСАБ составила 0,6 млн т.

Доля реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем рынке, включая страны СНГ, в общем объеме реализации составила в 2009 г. 87,4% (84,1% в 2008 г. и 84,7% в 2007 г.).

Реализация нефти

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Наша выручка от продаж нефти снизилась на 16,1%. Мы продаем нефть в основном за пределами России и СНГ. Выручка от продаж нефти за рубежом снизилась на 18,3% и составила 88,5% от общей выручки от реализации нефти в 2009 г. (91,0%

в 2008 г.). Это снижение связано в основном с падением цен реализации нефти на 35,1%. Однако объем реализации нефти за рубежом увеличился на 25,7% по сравнению с 2008 г. в результате роста объемов экспорта нефти из России, а также увеличения объема торговых операций.

В 2009 г. мы продавали больше нефти на внутреннем рынке для получения выгоды от текущей рыночной конъюнктуры.

В 2009 г. выручка от экспорта нефти из России компаниям Группы и третьим лицам составила 17 485 млн долл. США.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Рост выручки от продаж нефти в 2008 г. составил 24,9% по сравнению с 2007 г. и был в первую очередь обусловлен ростом выручки от продаж нефти за рубежом (кроме СНГ). Эта выручка увеличилась на 22,0% и составила 91,0% от общей выручки от реализации нефти в 2008 г. (93,1% в 2007 г.). Указанный рост выручки произошел в основном благодаря росту цен реализации нефти на 35,2%. При этом объем реализации нефти за рубежом снизился на 9,7% по сравнению с 2007 г. в результате снижения добычи нефти и роста объемов переработки в России.

Реализация нефтепродуктов

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов на международных рынках уменьшилась на 12 530 млн долл. США, или на 24,8%, по сравнению с 2008 г. в основном за счет снижения средних цен реализации на 33,8%. Однако начало переработки нефти на ИСАБ и ТРН, а также рост торговых операций привели к увеличению объемов продаж на 13,6%.

В 2009 г. реализация нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации уменьшилась на 3 124 млн долл. США, или на 26,1%, по сравнению с 2008 г. в основном за счет снижения средних цен реализации на 22,9%. Объемы реализации также снизились, отражая неблагоприятную экономическую обстановку.

В 2009 г. наша выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России уменьшилась на 4 229 млн долл. США, или на 52,5%, по сравнению с 2008 г. в результате уменьшения средних цен реализации на 35,5% и снижения объемов реализации на 3 518 тыс. т, или на 26,4%. Снижение объемов было вызвано уменьшением закупок и ростом объемов экспорта нефтепродуктов из России на 7,7%.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России в 2009 г. уменьшилась на 1 542 млн долл. США, или на 26,5%, по сравнению с 2008 г. в результате снижения цен. Эта выручка составила 52,8% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2009 г. (в 2008 г. – 42,0%).

В 2009 г. выручка от экспорта нефтепродуктов из России компаниям Группы и третьим лицам составила 11 414 млн долл. США.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 12 582 млн долл. США, или на 33,1%, по сравнению с 2007 г. в основном за счет роста средних цен реализации.

В 2008 г. реализация нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации выросла на 2 806 млн долл. США, или на 30,6%, по сравнению с 2007 г. в основном за счет роста средних цен реализации, которые увеличились на 25,9%. Рост объемов реализации за рубежом в 2008 г. составил 290 тыс. т, или 3,7%. Это увеличение было вызвано расширением нашей розничной сети. В 2008 г. мы приобрели сеть заправочных станций в Турции, АЗС и нефтебазы в Болгарии. Кроме того, во втором квартале 2007 г. мы приобрели АЗС в семи европейских странах. 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.

В 2008 г. наша выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России увеличилась на 2 187 млн долл. США, или на 37,3%, по сравнению с 2007 г. в результате роста средней цены реализации на 41,3%.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России в 2008 г. увеличилась на 2 102 млн долл. США, или на 56,5%, по сравнению с 2007 г. как в результате роста цен, так и в результате роста объемов реализации. Эта выручка составляла 42,0% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2008 г. (в 2007 г. – 38,8%).

Реализация продуктов нефтехимии

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии снизилась в 2009 г. на 1 024 млн долл. США, или на 48,5%, по сравнению с 2008 г. Снижение произошло в результате падения цен реализации на 35,8% и уменьшения объема продаж на 19,7%. Снижение объемов стало следствием плановых ремонтов на россий-

ских заводах и временного закрытия нашего завода «Карпатнефтехим Лтд.». В мае 2008 г. этот завод на Украине был остановлен на реконструкцию и для строительства линии по производству хлора и каустической соды. Кроме того, на снижение объемов продаж повлияла общая негативная ситуация на мировых рынках нефтехимической продукции.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии снизилась в 2008 г. на 190 млн долл. США, или на 8,3%, по сравнению с 2007 г. Снижение произошло в результате уменьшения объема продаж на 15,5%. В тоже время цены увеличились на 8,6%. Снижение объемов стало следствием временного закрытия нашего завода «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине. В мае 2008 г. этот завод был остановлен на реконструкцию и для строительства линии по производству хлора и каустической соды. Кроме того, на снижение объемов продаж повлияла общая негативная ситуация на мировых рынках нефтехимической продукции.

Реализация газа и продукции его переработки

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. продажи газа и продукции его переработки снизились на 272 млн долл. США, или на 14,2%, по сравнению с 2008 г. Выручка от продаж продукции газопереработки снизилась на 158 млн долл. США, или на 13,2%, по сравнению с 2008 г. Это произошло в основном в результате снижения цен. Выручка от продаж природного газа составила 571 млн долл. США, что на 17,2% меньше, чем в 2008 г. Снижение объемов продаж и цен реализации в России было частично компенсировано ростом сложившихся цен реализации природного газа в Узбекистане.

Основным покупателем добытого нами в Российской Федерации природного газа является «Газпром». Продажи природного газа компании «Газпром» в 2009 г. составили 5 936 млн куб. м газа (в 2008 г. – 7 856 млн куб. м). Средняя цена реализации природного газа компании «Газпром» снизилась до 33,4 долл./1 000 куб. м, или на 21,6%, что было связано с девальвацией рубля.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. продажи газа и продукции его переработки составили 1 911 млн долл. США, что на 37,2% больше, чем за аналогичный период 2007 г. Данное увеличение произошло благодаря росту выручки от продаж продукции газопереработки на 215 млн долл. США, или на 21,9%, в основном в результате роста цен на данную продукцию в России и за рубежом, а также роста выручки от продаж природного газа, которая составила 690 млн долл. США, что на 77,4% больше, чем в 2007 г. Рост выручки объясняется началом добычи природного газа в Узбекистане и Азербайджане, а также ростом средних цен реализации в России.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от продаж, осуществляемых нашими электроэнергетическими компаниями, нетопливную выручку нашей розничной сети, а также выручку от реализации производственными и бытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с их основной деятельностью (таких как электроснабжение, теплоснабжение, транспортные и прочие услуги).

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. прочие продажи выросли на 82 млн долл. США, или на 3,1%. Этот рост был результатом расширения нашего сектора электроэнергетики, появившегося в Группе с приобретением ТГК-8 в мае 2008 г. В то же время этот рост был компенсирован девальвацией рубля в России и снижением прочей выручки в основном в результате уменьшения объемов прочей реализации на АЗС и предоставленных транспортных услуг за рубежом.

В 2009 г. выручка от продажи прочей продукции на наших АЗС составила 568 млн долл. США, что на 45 млн долл. США меньше, чем в 2008 г. Это снижение в основном связано с общим уменьшением таких продаж за рубежом в результате неблагоприятной макроэкономической ситуации.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Прочие продажи в 2008 г. выросли на 875 млн долл. США, или на 49,7 %.

В 2008 г. выручка от продажи прочей продукции на наших АЗС составила 613 млн долл. США, что на 188 млн долл. США больше, чем в 2007 г. Этот рост в основном объясняется расширением нашей розничной сети.

Группа развивает электроэнергетический бизнес, выручка от которого увеличилась по сравнению с 2007 г. на 528 млн долл. США главным образом за счет приобретения ТГК-8.

Операционные расходы

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	2 787	3 208	2 757
Затраты на переработку на НПЗ Группы	923	1 115	880
Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ	713	439	242
Акциз, включенный в стоимость переработки нефти сторонними НПЗ	54	116	158
Затраты предприятий нефтехимии	127	235	272
Затраты по транспортировке нефти до НПЗ	955	1 072	848
Прочие операционные расходы	1 781	1 691	1 271
	7 340	7 876	6 428
Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведенных внутри Группы ¹	(216)	250	(256)
ИТОГО ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ	7 124	8 126	6 172

¹ 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.

По сравнению с 2008 г. операционные расходы уменьшились на 1 002 млн долл. США, или на 12,3%, что в основном объясняется общим снижением операционных расходов в России, вызванным ослаблением рубля. В то же время, затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ значительно выросли в связи с тем, что мы начали перерабатывать нефть на ИСАБ (в конце 2008 г.) и ТРН (в сентябре 2009 г.).

Затраты на добычу углеводородов

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

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Наши затраты на добычу в 2009 г. снизились на 421 млн долл. США, или на 13,1%, по сравнению с 2008 г., несмотря на рост добычи нефти на 2,5% и увеличение расходов на энергообеспечение. Уменьшение затрат в основном было обусловлено девальвацией рубля к доллару США. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов снизилась с 4,12 до 3,56 долл./барр. н. э., или на 13,6%, по сравнению с 2008 г.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Наши затраты на добычу в 2008 г. выросли на 451 млн долл. США, или на 16,4%, по сравнению с 2007 г. Рост затрат был обусловлен реальным укреплением рубля к доллару США, увеличением расходов на энергообеспечение, материалы, повышение нефтеотдачи пластов и оплату труда. Средняя

величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 3,58 до 4,12 долл./барр. н. э., или на 15,1%, по сравнению с 2007 г. В то же время в четвертом квартале удельные затраты снизились до 4,01 долл./барр. н. э. по сравнению с 4,29 долл./барр. н. э. в третьем квартале из-за обесценения рубля к доллару США.

Затраты на переработку на собственных НПЗ

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ снизились в 2009 г. на 192 млн долл. США, или на 17,2%, по сравнению с 2008 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России снизились на 14,2%, или на 111 млн долл. США, за счет девальвации рубля и мер по сокращению издержек, принятых начиная с четвертого квартала 2008 г. Это снижение произошло несмотря на рост стоимости энергии и капитальных ремонтов.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом снизились на 24,3%, или на 81 млн долл. США, по сравнению с 2008 г. Это было связано со снижением расходов на энергию на НПЗ в Болгарии, которая в 2009 г. вырабатывалась из сырья Группы, тогда как в 2008 г. газ для выработки энергии закупался у третьих лиц. Помимо перечисленного, снижение производства нефтепродуктов и изменения обменных курсов национальных валют к доллару США дополнительно сократили наши расходы.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2008 г. на 235 млн долл. США, или на 26,7%, по сравнению с 2007 г.

Затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 19,8%, или на 129 млн долл. США, за счет роста расходов на энергообеспечение, реального укрепления рубля и увеличения объемов производства.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом возросли на 46,5%, или на 106 млн долл. США, по сравнению с 2007 г. Это было связано в основном с ростом затрат на энергию, с эффектом от укрепления курсов национальных валют Румынии и Болгарии по отношению к доллару США, а также с увеличением объемов переработки в основном за счет ввода в эксплуатацию после модернизации Одесского НПЗ.

Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы перерабатывали нефть на сторонних и зависимых НПЗ как в России, так и за рубежом.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Благодаря началу переработки нефти на ИСАБ и ТРН мы удвоили объемы процессинга по сравнению с 2008 г. В то же время это было частично компен-

сировано снижением затрат на процессинг, а также снижением объемов переработки нефти в России и Белоруссии. Таким образом, затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ выросли на 62,4% по сравнению с 2008 г.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. расходы на переработку на сторонних и зависимых НПЗ выросли на 81,4% по сравнению с 2007 г., что объясняется ростом стоимости переработки нефти в России, так как она привязана к ценам на нефть. Кроме того, в 2008 г. вырос объем переработки нефти в Белоруссии. В декабре 2008 г. мы начали перерабатывать нефть на ИСАБ.

Затраты предприятий нефтехимии

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Затраты предприятий нефтехимии сократились на 108 млн долл. США, или на 46,0%, по сравнению с 2008 г. в основном за счет общего снижения объемов производства, а также из-за временного закрытия нашего завода «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине. В мае 2008 г. этот завод был остановлен на реконструкцию и для строительства линии по производству хлора и каустической соды.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Затраты предприятий нефтехимии сократились на 37 млн долл. США, или на 13,6%, по сравнению с 2007 г. в основном за счет снижения объемов производства из-за временного закрытия нашего завода «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине. В мае 2008 г. этот завод был остановлен на реконструкцию и для строительства линии по производству хлора и каустической соды.

Затраты по транспортировке нефти до собственных НПЗ Группы

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Затраты по транспортировке нефти до собственных НПЗ Группы уменьшились на 117 млн долл. США, или на 10,9%, по сравнению с 2008 г. Это связано со снижением транспортных тарифов в результате девальвации рубля в России (см. раздел «Транспортные расходы» ниже), а также с изменением структуры поставок нефти на наши зарубежные НПЗ – ростом доли приобретенного сырья за рубежом. Стоимость приобретенного сырья обычно уже включает в себя транспортные расходы, кроме того, поставщик сырья обычно находится географически ближе к нашим заводам.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Затраты по транспортировке нефти до собственных НПЗ Группы увеличились на 224 млн долл. США, или на 26,4%, по сравнению с 2007 г. Это связано с ростом объемов переработки нефти и транспортных тарифов.

Прочие операционные расходы

Прочие операционные расходы включают в себя затраты добывающих и перерабатывающих предприятий Группы, не связанные с их основной деятельностью, а именно затраты, связанные с реализацией услуг по электро- и теплоснабжению, транспортным услугам, а также стоимость прочих товаров и т.п. Прочие операционные расходы включают в себя также затраты предприятий газопереработки, стоимость прочих товаров и услуг, реализуемых бытовыми компаниями Группы, операционные расходы наших предприятий электроэнергетики, а также расходы непрофильных предприятий Группы.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

По сравнению с 2008 г. прочие операционные расходы выросли на 90 млн долл. США, или на 5,3%. Данный рост явился следствием расширения нашего энергетического сектора, появившегося в Группе с приобретением ТГК-8 в мае 2008 г. Однако данный рост был частично нивелирован девальвацией рубля, снижением расходов, связанных с реализацией прочей продукции на АЭС, и уменьшением объемов оказания транспортных услуг за рубежом.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

По сравнению с 2007 г. прочие операционные расходы выросли на 420 млн долл. США, или на 33,0%. Данный рост объясняется общим ростом прочей реализации, в том числе за счет увеличения объемов транспортных и прочих услуг, оказанных Группой за рубежом. Половина прироста прочих операционных расходов приходится на изменения структуры Группы за счет приобретения ТГК-8 в мае 2008 г.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки снизилась в 2009 г. на 5 874 млн долл. США, или на 15,5%, по сравнению с 2008 г. в результате снижения цен на нефть и нефтепродукты за рубежом. Однако эффект от снижения цен был частично компенсирован увеличением стоимости приобретенных углеводородов за счет роста объемов закупок в результате расширения торговых операций за пределами России, особенно в четвертом квартале 2009 г.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки включает в себя финансовый результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом. В 2009 г. расход по хеджированию составил 781 млн долл. США по сравнению с доходом в размере 902 млн долл. США в 2008 г.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки увеличилась в 2008 г. на 9 869 млн долл. США, или на 35,3%, по сравнению с 2007 г. в результате

роста цен на нефть и нефтепродукты за рубежом, а также увеличения объемов закупок нефти.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки включает в себя финансовый результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом. В 2008 г. доход от хеджирования составил 902 млн долл. США по сравнению с расходом в размере 575 млн долл. США в 2007 г.

Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки включает закупки природного газа и мазута для поставок на ТГК-8.

Транспортные расходы

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Транспортные расходы в 2009 г. снизились на 630 млн долл. США, или на 11,5%, по сравнению с 2008 г. В основном это было связано со снижением ставок морских перевозок и тарифов на железнодорожные перевозки в России. Следует отметить, что в 2009 г. транспортные тарифы в России, номинированные в рублях, выросли, однако этот рост был целиком компенсирован за счет девальвации рубля.

Наши фактические средневзвешенные по объему транспортные расходы по различным направлениям экспортных поставок нефти и нефтепродуктов изменились в 2009 г. по сравнению с 2008 г. следующим образом: тарифы на трубопроводный транспорт нефти выросли на 8,9%; тарифы на железнодорожный транспорт нефтепродуктов уменьшились на 10,9%; ставки морских перевозок нефти и нефтепродуктов уменьшились на 42,3% и 50,1% соответственно.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Транспортные расходы в 2008 г. увеличились на 1 003 млн долл. США, или на 22,5%, по сравнению с 2007 г. Причиной этого послужили рост транспортных тарифов, а также общий рост продаж нефтепродуктов в России и за рубежом.

Наши фактические средневзвешенные по объему транспортные расходы по различным направлениям экспортных поставок нефти и нефтепродуктов изменились в 2008 г. по сравнению с предыдущим годом следующим образом: ставки морских перевозок нефти и нефтепродуктов увеличились на 15,7% и 20,4% соответственно; тарифы на трубопроводный транспорт нефти выросли на 15,9%; тарифы на железнодорожный транспорт нефтепродуктов увеличились на 13,6%.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы

В состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов входят общехозяйственные расходы, расходы по выплате заработной платы (за исключением затрат на выплату заработной платы работникам добывающих и перерабатывающих предприятий), расходы по страхованию (кроме страхования имущества добывающих и перерабатывающих предприятий), на содержание и обслуживание объектов социальной инфраструк-

туры, расходы, связанные с созданием резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании снизились в 2009 г. на 554 млн долл. США, или на 14,4%, по сравнению с аналогичным периодом 2008 г. Основной причиной снижения расходов в России являлась девальвация рубля. Однако ее эффект был частично компенсирован ростом расходов на создание резервов по сомнительным долгам и эффектом от изменения состава Группы.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2008 г. на 653 млн долл. США, или на 20,4%, по сравнению с 2007 г.

Увеличение этих расходов в основном связано с реальным укреплением рубля, расширением нашей деятельности в России и за рубежом, а также с общим ростом сбытовых расходов.

Износ и амортизация

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

По сравнению с 2008 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 979 млн долл. США, или на 33,1%. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества, в частности за счет начала добычи на Южно-Хыльчюуском месторождении.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

По сравнению с 2007 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 786 млн долл. США, или на 36,2%. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, ростом стоимости амортизируемого имущества, в частности за счет начала добычи на Южно-Хыльчюуском месторождении. Кроме того, снижение наших доказанных запасов привело также к росту амортизационных отчислений по нашим нефтегазовым добывающим активам.

Затраты на геолого-разведочные работы

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы уменьшилась на 269 млн долл. США, или на 55,2%, по сравнению с 2008 г. Затраты по списанию сухих скважин снизились на 200 млн долл. США, составив 117 млн долл. США.

В 2009 г. мы списали на затраты расходы по бурению сухой скважины в Саудовской Аравии в сумме 56 млн долл. США. В этот период на затраты были списаны также расходы по сухой скважине, относя-

щейся к нашему проекту в Азербайджане, в размере 9 млн долл. США.

В 2009 г. мы списали непродуктивные расходы в размере 30 млн долл. США по первой фазе бурения разведочной скважины в Гане.

Всего по России затраты на списание сухих скважин в 2009 г. достигли 22 млн долл. США. В основном они относились к Западной Сибири.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась на 180 млн долл. США, или на 58,6%, по сравнению с 2007 г. Затраты по списанию сухих скважин увеличились на 174 млн долл. США, составив 317 млн долл. США.

В 2008 г. мы списали на затраты расходы по бурению трех сухих скважин в Саудовской Аравии в сумме 122 млн долл. США. Мы списали на затраты расходы в размере 93 млн долл. США по проекту Ялама в Азербайджане. В 2008 г. на затраты были списаны также расходы по сухим скважинам, относящимся к нашим проектам в Казахстане и Колумбии, в размере 20 млн долл. США и 45 млн долл. США соответственно.

Расходы по процентам

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В течение 2009 г. расходы по процентам составили 667 млн долл. США, что на 70,6% больше, чем в 2008 г. Основной причиной роста расходов по процентам явились прекращение капитализации процентов по ряду объектов в Тимано-Печоре после завершения их строительства, а также общий рост задолженности и стоимости заимствований вследствие неблагоприятной обстановки на рынках капитала (см. Анализ движения денежных средств и капитальных затрат – Финансовая деятельность).

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Расходы по процентам составили в 2008 г. 391 млн долл. США, что на 58 млн долл. США, или на 17,4%, больше, чем в предыдущем году. Основной причиной роста расходов по процентам явились прекращение капитализации процентов по ряду объектов в Тимано-Печоре после завершения их строительства, а также общий рост задолженности.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия

Группа имеет ряд финансовых вложений в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия. Основными видами деятельности данных компаний являются разведка, добыча и реализация нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации, добыча и реализация нефти в Казахстане, а также нефтепереработка в Европе. Крупнейшими зависимыми предприятиями Группы являются Тургай-Петролеум, нефтегазодобывающая компания, ведущая деятельность в Казахстане, и нефтеперерабатывающие комплек-

сы ИСАБ и ТРН. В конце 2009 г. мы увеличили долю в компании ЛУКАРКО до 100%. Таким образом, доля Группы в нефтегазодобывающем совместном предприятии «Тенгизшевройл» увеличилась до 5%.

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2009 г. снизилась на 24 млн долл. США, или на 6,4%, по сравнению с 2008 г.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, в 2008 г. увеличилась на 28 млн долл. США, или на 8,1%, по сравнению с 2007 г.

(Убыток) прибыль по курсовым разницам

Сравнение 2009 и 2008 гг.

В 2009 г. убытки Группы по курсовым разницам составили 520 млн долл. США. При этом

437 млн долл. США относятся к российскому сегменту Группы, а 83 млн долл. США – к зарубежному.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

В 2008 г. убытки Группы по курсовым разницам составили 918 млн долл. США. При этом 631 млн долл. США относятся к российскому сегменту Группы, а 287 млн долл. США – к зарубежному. В основном эти убытки относятся к результатам четвертого квартала.

Основными причинами этих убытков являются снижение в долларах стоимости рублевой дебиторской задолженности, выданных авансов, НДС к возмещению, переплаты по другим налогам (за минусом снижения стоимости рублевых обязательств), а также изменение курса евро к доллару США, которое оказало негативное влияние на результаты Группы по некоторым международным операциям.

Налоги (кроме налога на прибыль)

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
В России			
Налог на добычу полезных ископаемых	5 399	12 267	8 482
Социальные налоги и отчисления	330	435	385
Налог на имущество	438	374	284
Прочие налоги и отчисления	92	180	105
Итого в России	6 259	13 256	9 256
За рубежом			
Налог на добычу полезных ископаемых	53	–	–
Социальные налоги и отчисления	69	77	57
Налог на имущество	32	31	29
Прочие налоги и отчисления	61	100	25
Итого за рубежом	215	208	111
ИТОГО	6 474	13 464	9 367

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Налоги (кроме налога на прибыль) снизились в 2009 г. на 51,9%, или на 6 990 млн долл. США, по сравнению с 2008 г. в основном в результате уменьшения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых в России, что объясняется снижением цен на нефть. Кроме того, эффект от изменения формулы расчета ставки налога с 1 января 2009 г. составил около 754 млн долл. США. Эффекты от применения нулевой ставки для расчета налога на добычу нефти в Тимано-Печоре и применения пониженной ставки налога на добычу на месторождениях с высокой степенью выработанности привели к снижению расходов по налогам в 2009 г. примерно на 961 млн долл. США.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Налоги (кроме налога на прибыль) выросли в 2008 г. на 43,7%, или на 4 097 млн долл. США, по сравнению с 2007 г. в основном в результате увеличения ставки налога на добычу полезных ископаемых.

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.

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
В России			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	763	956	734
Экспортные пошлины на нефть	6 251	11 911	8 160
Экспортные пошлины на нефтепродукты	2 306	4 119	2 654
Итого в России	9 320	16 986	11 548
За рубежом			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	3 524	3 984	3 468
Экспортные пошлины на нефть	107	143	–
Экспортные пошлины на нефтепродукты	107	227	17
Итого за рубежом	3 738	4 354	3 485
ИТОГО	13 058	21 340	15 033

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Несмотря на рост объемов экспорта нефти и нефтепродуктов, экспортные пошлины снизились на 7 629 млн долл. США, или на 46,5%, по сравнению с 2008 г. Это объясняется главным образом снижением ставок в России в результате снижения цен на нефть. Снижение акцизов в России было в основном обусловлено девальвацией рубля. Несмотря на то, что изменения структуры Группы увеличили расходы по акцизам на 101 млн долл. США, такие расходы за рубежом сократились на 460 млн долл. США, или на 11,5%. В основном это объясняется снижением объемов реализации подакцизной продукции и снижением акцизных ставок, на что наибольшее влияние оказали изменения обменных курсов национальных валют к доллару США.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Несмотря на снижение объемов экспорта нефти, экспортные пошлины возросли на 5 569 млн долл. США, или на 51,4%, по сравнению с 2007 г. Это объясняется главным образом ростом ставок.

Рост суммы акцизов, уплаченных за рубежом, объясняется ростом объемов реализации нефтепродуктов за счет расширения нашей розничной сети в Европе, укреплением курса евро по отношению к доллару США (ставки акцизов в большинстве европейских стран, в которых работают компании Группы, или номинированы в евро, или привязаны к его курсу).

Чистый убыток от выбытия и снижения стоимости активов

Сравнение 2009 и 2008 гг.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2009 г. составил 381 млн долл. США по сравнению с 425 млн долл. США в 2008 г.

По итогам ежегодного теста на обесценение, проведенного Компанией в декабре 2009 г., мы признали убыток от обесценения некоторых активов в Тимано-Печоре и Центрально-Европейском регионе России в сумме 238 млн долл. США. Группа признала убыток от обесценения инвестиций в проект Анаран в Иране в сумме 63 млн долл. США в связи с невозможностью осуществления дальнейших работ на ме-

сторождении из-за наличия экономических санкций со стороны Правительства США. Кроме того, мы списали на убытки расходы в сумме 33 млн долл. США по реализации проекта Аташский в Казахстане.

Сравнение 2008 и 2007 гг.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2008 г. достиг 425 млн долл. США по сравнению с 123 млн долл. США в 2007 г.

Убыток в 2008 г. включил в себя 156 млн долл. США, относящихся к снижению стоимости некоторых нефтегазовых активов, расположенных в Тимано-Печоре. Обесценение объясняется снижением оценки запасов нефти в результате пересмотра геологических моделей. Убыток включал также 171 млн долл. США, относящийся к обесценению деловой репутации, а также ряда сбытовых активов в США и Сербии, что произошло в результате ухудшения экономической конъюнктуры.

Чистый убыток от выбытия и снижения стоимости активов включает в себя финансовые результаты от выбытия ряда непрофильных активов, а также сумму индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы.

Налог на прибыль

Сравнение 2009 и 2008 гг.

По сравнению с 2008 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль снизился на 1 473 млн долл. США, или на 42,5%, из-за снижения прибыли до уплаты налогов на 3 631 млн долл. США, или на 28,6%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2009 г. составила 22,0% по сравнению с 27,3% в 2008 г., что выше установленной максимальной ставки в Российской Федерации (20% в 2009 г. и 24% в 2008 г.).

Сравнение 2008 и 2007 гг.

По сравнению с 2007 г. общий объем расходов Компании по налогу на прибыль вырос на 18 млн долл. США, или на 0,5%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2008 г. составляла 27,3% по сравнению с 26,5% в 2007 г.,

что выше установленной максимальной ставки в Российской Федерации (24%).

Начиная с 1 января 2009 г. в Российской Федерации была снижена ставка налога на прибыль с 24,0% до 20,0%. Кроме того, с 2009 г. уменьшилась налоговая нагрузка в Казахстане. В соот-

ветствии с этими изменениями мы пересчитали величину отложенных налоговых активов и обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., в результате чего в четвертом квартале 2008 г. была отражена прибыль в сумме 299 млн долл. США.

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

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	7 011	9 144	9 511
Увеличивается (уменьшается) на:			
налог на прибыль	1 994	3 467	3 449
износ и амортизацию	3 937	2 958	2 172
расходы по процентам	667	391	333
доходы по процентам и дивидендам	(134)	(163)	(135)
ЕБИТДА	13 475	15 797	15 330

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет инвесторам полезную информацию, поскольку является индикатором эффективности нашей деятельности, включая нашу способность финансировать капитальные затраты, приобретения компаний и другие инвестиции, а также нашу способность привлекать и обслуживать кредиты и займы. Хотя в соответствии с ОПБУ США износ и амортизация относятся к операционным затратам, в первую очередь это расходы, которые имеют неде-

жную форму и представляют собой текущую часть затрат, относящихся к долгосрочным активам, приобретенным или созданным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств ЕБИТДА обычно служит основанием для оценки и прогноза эффективности и стоимости компаний нефтегазовой отрасли. Этот показатель не должен рассматриваться отдельно, в качестве альтернативы показателям чистой прибыли, прибыли от основной деятельности или любому другому показателю нашей деятельности, подготовленному в соответствии с ОПБУ США. ЕБИТДА не отражает необходимости в замещении наших основных средств.

Анализ движения денежных средств и капитальных затрат

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности	8 883	14 312	10 881
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(8 923)	(13 559)	(9 715)
Денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	87	763	(1 098)

Основная деятельность

Основным источником денежных средств Компании являются средства, полученные от основной деятельности. Их объем в 2009 г. составил 8 883 млн долл. США, что на 37,9% меньше, чем в 2008 г., в основном из-за снижения выручки от реализации. Кроме того, в 2009 г. негативное влияние на сумму денежных средств, полученных от основной деятельности, оказало увеличение рабочего капитала на 2 483 млн долл. США по сравнению с 1 января 2009 г. Основными причинами этого стали:

- чистое увеличение торговой дебиторской и кредиторской задолженности на 897 млн долл. США
- увеличение запасов на 1 719 млн долл. США, что было связано с ростом цен на углеводороды

- чистое увеличение задолженности по налогам на 141 млн долл. США

В то же время отрицательный эффект от перечисленных выше факторов был частично нивелирован в результате чистого уменьшения прочих активов и обязательств на 274 млн долл. США.

Инвестиционная деятельность

Снижение суммы денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, объясняется снижением капитальных затрат. Капитальные затраты снизились в 2009 г. на 4 042 млн долл. США, или на 38,4%, по сравнению с 2008 г. (подробный анализ капитальных затрат приведен далее).

В 2009 г. мы выплатили оставшиеся 1 066 млн долл. США за приобретение 49%-й доли в ИСАБ и

127 млн долл. США за докупку доли в ТГК-8. Кроме того, мы заплатили примерно 600 млн долл. США при приобретении 45%-й доли в ТРН, погасили задолженность в размере 305 млн долл. США при приобретении группы «Акпет», а также заплатили 244 млн долл. США за увеличение нашей доли в компании РИТЭК. Мы произвели также первый платеж в размере 300 млн долл. США по выкупу 46%-й доли в ЛУКАРКО. Другие платежи относились к авансам по приобретению сбытовых активов в России.

В 2008 г. мы осуществили заключительный платеж в сумме 157 млн долл. США и два условных платежа в сумме 200 млн долл. США по приобретению нефтегазовых активов в Узбекистане («СНГ Холдингс Лтд.»). В 2008 г. мы заплатили 64 млн долл. США за оставшуюся долю в нефтеперерабатывающем заводе в Нижнем Новгороде и 1 222 млн долл. США при покупке ТГК-8. В качестве первых платежей по приобретению 49%-й доли в ИСАБ и сбытовых активов в Турции Группа заплатила 762 млн долл. США и 250 млн долл. США соответственно. Мы заплатили также 343 млн долл. США и 221 млн долл. США за сеть АЗС в Болгарии и несколько сетей АЗС в России соответственно. Остальные платежи в основном относились к авансам на приобретения сбытовых активов в России и за рубежом.

Финансовая деятельность

В 2009 г. приток денежных средств от изменения задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам составил 1 489 млн долл. США по сравнению с притоком денежных средств в сумме 2 311 млн долл. США в 2008 г.

В декабре 2009 г. ЛУКОЙЛ разместил облигации на 10 млрд руб. Срок обращения бумаг составляет 1 092 дня, купонный период облигаций – 182 дня, процентная ставка купона была определена в размере 9,20% годовых.

В ноябре 2009 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1,5 млрд долл. США. Первый транш общей стоимостью 900 млн долл. США с купонной доходностью 6,375% годовых был размещен со сроком погашения 5 лет по цене 99,474% от их номинальной стоимости. Итоговая доходность первого транша составила 6,500%. Второй транш общей стоимостью 600 млн долл. США с купонной доходностью 7,250% годовых был размещен со сроком погашения 10 лет по цене 99,127% от их номинальной стоимости. Итоговая доходность второго транша составила 7,375%. Оба транша имеют полугодовой купон.

В августе 2009 г. мы завершили сделку по открытию синдицированной срочной кредитной линии в размере 1,2 млрд долл. США. Кредит предоставлен

на три года, обеспечен доходом по нашим контрактам на экспорт нефти, и проценты по нему начисляются по ставке ЛИБОР+4% годовых. Полученные средства были направлены на досрочное погашение кредита в размере 1 млрд евро, полученного в феврале 2009 г. от ОАО «Газпромбанк».

В августе 2009 г. мы выпустили облигации на сумму 25 млрд руб. и ставкой купонного дохода 13,35% в год. Срок погашения облигаций – три года. Поступления от размещения были использованы для досрочного погашения основной части наших займов на 500 млн долл. США и 17 млрд руб., полученных от ОАО «Сбербанк России» в феврале 2009 г.

В июне 2009 г. мы разместили три серии биржевых облигаций на общую сумму 15 млрд руб. Ставка купона по каждой серии составила 13,5%. Срок обращения облигаций составляет 364 дня.

В феврале 2009 г. мы получили краткосрочные кредиты в размере 500 млн долл. США и 17 млрд руб. от ОАО «Сбербанк России». Кредиты были использованы для пополнения оборотных средств Компании. В первом квартале 2009 г. Компания получила также долгосрочный кредит в размере 1 млрд евро от ОАО «Газпромбанк». Эти кредиты были досрочно погашены.

Кредитный рейтинг Компании

Агентство Standart&Poor's в 2009 г. подтвердило долгосрочный корпоративный кредитный рейтинг и рейтинг по обязательствам Компании на уровне «BBB-», прогноз – «стабильный».

В 2009 г. агентство Moody's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг Компании и долгосрочный рейтинг эмитента на уровне «Ваа2», прогноз – «стабильный».

В 2009 г. рейтинговое агентство Fitch подтвердило Компании долгосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «BBB-», а также краткосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «F3». Прогноз для Компании изменен с «позитивного» на «стабильный».

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 ее 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 ее 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

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Капитальные затраты¹			
Разведка и добыча			
Россия	3 916	6 813	6 391
За рубежом	771	1 076	871
Итого разведка и добыча	4 687	7 889	7 262
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	832	1 377	1 177
За рубежом	559	773	645
Итого переработка, торговля и сбыт	1 391	2 150	1 822
Нефтехимия			
Россия	13	23	73
За рубежом	100	98	98
Итого нефтехимия	113	121	171
Прочие	343	429	117
ИТОГО КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ	6 534	10 589	9 372
Приобретение компаний и миноритарных долей²			
Разведка и добыча			
Россия	244	4	77
За рубежом	300	357	357
Итого разведка и добыча	544	361	434
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	213	636	685
За рубежом	2 069 ³	1 397	511
Итого переработка, торговля и сбыт	2 282	2 033	1 196
Прочие	138	3 194 ⁴	38
За минусом приобретенных денежных средств	(19)	(190)	(102)
ИТОГО ПРИОБРЕТЕНИЙ	2 945	5 398	1 566

¹ Включая неденежные операции и авансовые платежи.

² Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей, и неденежные операции.

³ Включая неденежную составляющую оплаты приобретения ТРН в размере 100 млн долл. США.

⁴ Включая неденежную составляющую оплаты приобретения ТГК-8 в сумме 1 969 млн долл. США.

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2009 г. составили 6 534 млн долл. США, что на 38,3% меньше, чем в 2008 г. Это снижение соответствует решению руководства Компании сократить уровень капитальных затрат в 2009 г. в связи с экономическим спадом. Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи снизились на 3 202 млн долл. США, или на 40,6%. Капитальные затраты на разведку и добычу в новых регионах снизились на 1 411 млн долл. США, что в основном объяс-

няется вводом в эксплуатацию Южно-Хыльчуйского нефтяного месторождения. Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи в традиционных регионах Западной Сибири и Европейской России уменьшились на 1 004 и 555 млн долл. США соответственно. Снижение капитальных затрат за рубежом (за исключением Каспия), составило в 2009 г. 232 млн долл. США. В основном это коснулось проектов в Казахстане и Саудовской Аравии.

В приведенной ниже таблице раскрыты объемы капитальных затрат на разведку и добычу в новых перспективных регионах. В 2010 г. мы планируем начать добычу на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. Ожидается, что максимальный уровень добычи нефти и газового конденсата на месторождении составит 2,5 млн т в год, газа – 1,0 млрд куб. м в год.

	2009	2008	2007
	(млн долл. США)		
Север Тимано-Печорского региона	385	1 878	2 357
Ямал	131	161	75
Каспий ¹	532	420	441
ИТОГО	1 048	2 459	2 873

¹ Российские и международные проекты.

Реагируя на негативные тенденции на международных рынках энергоносителей, Компания оптимизировала программу капитальных затрат на 2009 г., сократив ее с изначально планировавшихся

11,2 млрд долл. США до 6,5 млрд долл. США. В случае падения цен на нефть Компания способна и далее снижать капитальные затраты для поддержания финансовой устойчивости.

Договорные обязательства, условные события и забалансовые обязательства

Обязательства по капитальным вложениям и договорные обязательства Компании

Группа владеет и управляет нефтеперерабатывающими заводами в Болгарии («ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД») и Румынии («Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.»). В результате вступления в 2007 г. Болгарии и Румынии в Европейский союз «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» 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 существовавшие до этого требования болгарского и румынского законодательства. Группа оценивает величину обязательств по капитальному строительству, связанных с необходимостью модернизации нефтеперерабатывающего оборудования, в сумме 49 млн долл. США и 44 млн долл. США для «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» и «Петротел-ЛУКОЙЛ С.А.» соответственно.

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить работы по разведке залежей нефти и газа, бурению скважин, обустройству месторождений и т.п., а также достичь определенного уровня добычи на месторождениях. Руководство считает, что утвержденные Группой годовые бюджеты по капитальному строительству полностью покрывают все требования описанных лицензионных обязательств.

Группа имеет обязательства по осуществлению капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 565 млн долл. США в течение последующих 28 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия», по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2010 г. оценивается Группой в сумме около 610 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок 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 2010 г. оценивается Группой в сумме около 126 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по приобретению в течение следующих двух лет оборудования, предназначенного для модернизации нефтехимического завода «Карпатнефтехим Лтд.», расположенного на Украине, в сумме 55 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы ТГК-8, по условиям которой должны быть построены электростанции суммарной мощностью 890 МВт. В настоящее время Группа согласует определенные изменения в инвестиционной программе, предусматривающие ее продление до конца 2013 г. По состоянию на 31 декабря 2009 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 944 млн долл. США.

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

(млн долл. США)	Итого	2010	2011	2012	2013	2014	После
БАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА							
Краткосрочная задолженность по займам и кредитам	519	519	–	–	–	–	–
Долгосрочные банковские займы и кредиты	3 967	911	1 515	881	268	134	258
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	76	11	16	4	6	21	18
Долгосрочные кредиты и займы, полученные от связанных сторон	1 939	45	53	42	32	24	1 743
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	895	–	–	–	–	895	–
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	–	–	–	–	–	500
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	595	–	–	–	–	–	595
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	–	–	–	–	–	500
13,50%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2010 г.	496	496	–	–	–	–	–
7,10%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2011 г.	265	–	265	–	–	–	–
13,35%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2012 г.	827	–	–	827	–	–	–
9,20%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2012 г.	331	–	–	331	–	–	–
7,40%-е рублевые облигации со сроком погашения в 2013 г.	198	–	–	–	198	–	–
Обязательства по аренде	215	76	41	20	20	20	38
ИТОГО	11 323	2 058	1 890	2 105	524	1 094	3 652
Обязательства по операционной аренде	974	276	172	135	104	93	194
Обязательства по капитальным вложениям компании «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»	49	49	–	–	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям компании «Петротел-ЛУКОЙЛ»	44	1	17	1	12	13	–
Обязательства по модернизации нефтехимического завода на Украине	55	52	3	–	–	–	–
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	565	399	102	27	2	2	33
Обязательства по капитальным вложениям в ТГК-8	944	307	339	184	114	–	–
Обязательства по контракту с «Буровой компанией «Евразия»	610	610	–	–	–	–	–
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	126	126	–	–	–	–	–

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 «Архангельскгеолодобыча» (далее – АГД), компании Группы, и Компании (далее – Ответчики). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместно-му 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 месторожде-

ния) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение. 5 марта 2007 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Окружной суд. 11 июня 2007 г. Окружной суд вы-

нес постановление о проведении слушаний по рассмотрению доказательств по вопросу о том, распространяется ли на Компанию общая персональная юрисдикция в штате Колорадо. Слушания по вопросу юрисдикции были начаты. 26 июня 2009 г. три кредитора АДК подали ходатайство о Принудительном Банкротстве против АДК. В конечном счете АДК подтвердила начало процедуры банкротства и дело стало рассматриваться как дело в рамках Главы 11 по приказу от 29 сентября 2009 г. 25 ноября 2009 г. после внесения дополнений в иск АДК перевело дело из Окружного суда Колорадо в Суд по Банкротствам США. 22 декабря 2009 г. Компания подала ходатайство о возможности рассмотрения дела в Окружном суде Колорадо. 31 декабря 2009 г. до того, как было принято решение по ходатайству о возможности рассмотрения дела, АДК подало ходатайство об отзыве упоминания о банкротстве и передаче дела для рассмотрения в Окружном суде США. 3 февраля 2010 г. Суд по Банкротствам США постановил передать ходатайство об отзыве упоминания в Окружной Суд США для дальнейшего рассмотрения. Все дела, находящиеся на рассмотрении суда, также как, и исследования обстоятельств, являются незаконченными и по ним необходимо решение Суда. Руководство планирует решительно защищать дело. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

В 2008 и 2009 гг. Федеральной антимонопольной службой (ФАС России) были вынесены два решения о признании крупнейших российских нефтяных компаний, включая Компанию и входящие с ней в одну группу лиц нефтеперерабатывающие заводы, нарушившими антимонопольное законодательство в части злоупотребления доминирующим положением на оптовом рынке нефтепродуктов Российской Федерации.

В настоящее время дела об оспаривании нефтеперерабатывающими заводами первого решения ФАС России объединены в одно производство в Арбитражном суде г. Москвы. Очередное судебное заседание назначено на 8 апреля 2010 г.

Второе решение ФАС России было оспорено нефтеперерабатывающими заводами в судах по месту их нахождения. 8 февраля 2010 г. Арбитражный суд Нижегородской области удовлетворил требование ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» о признании незаконными решения ФАС России от 10 сентября 2009 г. и постановления о наложении штрафа в сумме 80 млн долл. США. Дела по заявлениям других нефтеперерабатывающих заводов приостановлены.

В течение второй половины 2008 г. и первого полугодия 2009 г. против некоторых организаций Группы были возбуждены дела о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках. Вынесенные антимонопольными органами акты в отношении организаций Группы оспариваются в судах.

Общая сумма административных штрафов за нарушение Компанией и организациями Группы антимонопольного законодательства в 2008–2009 гг. составила 290 млн долл. США. Руководство уверено, что организации Группы следовали всем требованиям законодательства и, соответственно, считает, что конечный результат антимонопольных споров приведет к отмене или существенному сокращению штрафных санкций и 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.

Ключевые принципы учетной политики

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

Приобретение компаний

Распределение стоимости приобретений

Учет приобретения компаний предполагает распределение стоимости приобретения на различные статьи активов и обязательств приобретенной компании. Для большинства активов и обязательств распределение стоимости приобретения заключается в отражении этих активов и обязательств по справедливой стоимости. Наиболее трудоемкой частью этой оценки является определение справедливой стоимости основных средств и идентифицируемых нематериальных активов. Мы используем всю доступную информацию для определения справедливой стоимости и в большинстве случаев нанимаем независимую оценочную компанию для содействия в определении справедливой стоимости приобретенных долгосрочных активов. У нас есть, если это необходимо, до одного года после даты приобретения для окончательного определения такой справедливой стоимости и завершения распределения стоимости приобретения.

Принципы консолидации

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

или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала, но в которых миноритарные акционеры имеют права существенного участия, учитываются по методу долевого участия. Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу пропорциональной консолидации. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения. 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, когда риски и выгоды владения принимаются покупателем и цена является фиксированной или может быть определена. 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 запасов

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 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 их возникновения.

Доказанные запасы нефти и газа

В силу неопределенности и ограниченности, при существующих 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, в результате изменения состояния пластов или изменений 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 некоторых существующих лицензий в Российской Федерации. Закон о недрах Российской Федерации определяет,

что в случае окончания срока действия лицензии срок пользования участком недр продлевается по инициативе пользователя недр в случае необходимости завершения поисков и оценки или разработки месторождения полезных ископаемых либо выполнения ликвидационных мероприятий при условии отсутствия нарушений условий лицензии данным пользователем недр. В силу того, что закон применяется как в отношении лицензий, выпущенных после его принятия, так и в отношении лицензий, выпущенных до его принятия, а также в связи с тем, что Группа уже переоформила около 50% лицензий, руководство считает, что в случае окончания срока действия лицензий они будут продлены для завершения оставшейся разработки каждого соответствующего месторождения.

Снижение стоимости долгосрочных активов

Долгосрочные активы, такие как нефте- и газодобывающие основные средства (кроме основных средств, относящихся к недоказанным запасам), 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. Она 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, предназначенных для продажи, отражаются отдельно в соответствующих разделах баланса как активы и обязательства для продажи.

Отложенный налог на прибыль

Активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль признаются в отношении налоговых последствий будущих периодов, связанных с временными разницей между учетной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчетности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также и в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых льгот, не использованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок нало-

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

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

Обязательства, связанные с окончанием использования активов

В соответствии с законодательством, различными договорами и лицензиями Группа имеет юридические обязательства по демонтажу оборудования, сворачиванию производства и восстановлению окружающей среды по окончании процесса производства. Наиболее существенные из этих обязательств связаны со скважинами и нефтегазодобывающим оборудованием. Группа отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. Процесс оценки будущих затрат, связанных с ликвидацией, включает в себя существенные допущения, сделанные руководством. Большинство данных обязательств будет погашаться в будущем, и законодательство и договоры часто не имеют четкого описания необходимых критериев и методов ликвидации. Технологии, связанные с демонтажом и ликвидацией, находятся в состоянии развития, как и политическая, природоохранная и экономическая среда.

Условные обязательства

На дату составления консолидированной финансовой отчетности могут существовать определенные условия (обстоятельства), которые могут привести к убыткам для Группы, возможность возникновения или невозникновения которых зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие (события) в будущем. На основании профессиональных суждений и интерпретации законодательства Группа должна определять, имеется ли вероятность возникновения какого-либо существенного убытка и может ли величина обязательства быть предварительно оценена.

Если оценка компаниями Группы условных событий и обязательств указывает на то, что существует высокая вероятность возникновения существенных убытков и величина соответствующих условных обязательств может быть определена, то в консолидированном отчете о прибылях и убытках производит-

ся 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 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (ОСУ) № 2010-09, которое дополняет Кодификацию учетных стандартов (КУС) № 855 (бывшее Положение № 165 «События после отчетной даты»), выпущенное в мае 2009 г. Группа применила КУС № 855, начиная с финансовой отчетности за второй квартал 2009 г. Данные Стандарты определяют требования по учету и раскрытию информации, которая связана с событиями после отчетной даты, и требуют от руководства компании, которая готовит отчетность согласно требованиям Комиссии по ценным бумагам США или имеет обязательства по ценным бумагам, которые обращаются на открытом рынке, оценивать эти события до даты, когда финансовая отчетность была опубликована. Компании, не отвечающие этим критериям, обязаны оценивать такие события до даты, когда отчетность готова к публикации, а также раскрывать дату, до которой проводилась оценка событий после отчетной даты. Группа определила, что она обязана оценивать события до даты, когда отчетность готова к

публикации, и применила положения ОСУ № 2010-09, начиная с финансовой отчетности за 2009 г.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-01 «Учет выплат акционерам акциями и денежными средствами», которое определяет, как компания должна учитывать дивиденды, выплачиваемые акциями, в определенных случаях, когда акционер должен сделать выбор между получением денежных средств или акций, при условии наличия ограничений по суммам дивидендов, выдаваемых денежными средствами. Дивиденды, выплачиваемые акциями, должны учитываться как выпуск акций для распределения и влиять на базовую прибыль по акциям, скорректированную с момента их выпуска. До момента распределения дивидендов обязательства компании по выпуску акций будут отражаться в составе разводненных доходов на акцию в соответствии с руководством КУС № 260, описывающим контракты, которые могут быть исполнены акциями. Данное ОСУ применяется для промежуточных и годовых периодов, закончившихся после 15 декабря 2009 г. Группа применила ОСУ № 2010-01 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-01 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-02 «Учет и раскрытие снижения доли владения в дочерней компании – основные области действия», которое проясняет область действия подраздела КУС № 810-10 «Консолидация – общий обзор». Данное ОСУ устанавливает, что руководство в подразделе КУС № 810-10 «Консолидация – общий обзор» по учету снижения доли владения в дочерней компании применяется к: 1) дочерней компании или группе активов, которые образуют бизнес или представляют собой некоммерческую деятельность; 2) дочерней компании или группе активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, которые преобразуются в инвестицию, учитываемые по методу долевого участия или совместные предприятия; 3) обмену группы активов, которые являются бизнесом или представляют собой некоммерческую деятельность, на неконтролируемую долю в компании. Если доля владения компании в дочерней компании, которая не является бизнесом или не представляет собой некоммерческую деятельность, снижается, то в общем случае применяются другие правила, основанные на сути операции. Изменения определяют также, что данное руководство по учету снижения доли владения в дочерней компании не применяется, если сутью операции является продажа недвижимости или передача нефтегазового имущества. Данное ОСУ применяется для промежуточных и годовых отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2009 г., и должно применяться ретроспективно начиная с первого периода, когда компания применила КУС № 810.

Группа применила ОСУ № 2010-02 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение тре-

бований ОСУ № 2010-02 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-03 «Деятельность по добыче полезных ископаемых – нефть и газ (Тема 932): Оценка запасов и раскрытия по нефтегазовой деятельности». Основные положения ОСУ № 2010-03 следующие: 1) расширение определения деятельности по добыче нефти и газа и включение в объемы добычи углеводородов, которые могут быть проданы, в твердом, жидком или газообразном состоянии, извлекаемых из нефтеносных песков, сланцев, угольных пластов или других невозобновляемых ресурсов, которые есть намерение преобразовать в синтетические нефть или газ, а также включение предпринимаемой для такой добычи деятельности в деятельность по добыче нефти и газа; 2) компании должны использовать цену первого дня каждого месяца за период 12 месяцев (средняя двенадцатимесячная цена) при расчете доказанных запасов нефти и газа и определении соответствующей стандартизированной оценки дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств; 3) от компаний требуется отдельное раскрытие информации об объемах запасов и отдельное раскрытие показателей финансовой отчетности для регионов, в которых запасы больше или равны 15% от общего объема доказанных запасов; 4) отдельные раскрытия для консолидируемых компаний и компаний, учитываемых по методу долевого участия. ОСУ № 2010-03 применяется для годовых отчетных периодов, закончившихся 15 декабря 2009 г. и позднее. Группа применила ОСУ № 2010-03 для годовой финансовой отчетности за 2009 г. Применение требований ОСУ № 2010-02 не оказало существенного влияния на оценку запасов нефти и газа, результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2009 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал изменения к КУС № 810 (бывшая Интерпретация № 46(R) «Консолидация предприятий с переменной долей участия»), в которых рассматриваются эффекты от применения понятия предприятия специального назначения. В частности, измененный Стандарт требует применения качественного, а не количественного подхода при определении основного выгодополучателя в предприятии с переменной долей участия, дополняет указания по определению основного выгодополучателя при вовлечении связанных сторон, а также по определению предприятия с переменной долей участия. Кроме того, измененный Стандарт требует оценки определения основного выгодополучателя предприятия с переменной долей участия на регулярной основе. Измененный Стандарт применяется с 1 января 2010 г. Группа ожидает, что применение КУС № 810 не окажет существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

В июне 2009 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 105 (бывшее Положение № 168 «Кодификация учетных стандартов Комитета по стандартам финансового учета и иерархия прин-

ципов бухгалтерского учета, общепринятых в США»). Кодификация учетных стандартов Комитета по стандартам финансового учета (Кодификация) стала единственным официальным источником для принципов бухгалтерского учета, общепринятых в США (ОПБУ), признаваемым Комитетом по стандартам финансового учета и применяемым неправительственными компаниями за исключением правил и интерпретаций Комиссии по ценным бумагам и биржам, которые являются также официальным источником для компаний, зарегистрированных Комиссией по ценным бумагам и биржам. Изменения, устанавливаемые КУС № 105, разделяют неправительственные ОПБУ США на официальную Кодификацию и руководство, не являющееся официальным. Содержание Кодификации будет иметь ту же степень обязательности исполнения, отменяя четырехуровневую иерархию ОПБУ, установленную до этого Положением № 162.

Кодификация заменит все существующие стандарты по учету и финансовой отчетности, выпущенные не Комиссией по ценным бумагам и биржам. Весь остальной печатный материал по учету, выпущенный не Комиссией по ценным бумагам и биржам, применявшийся до вступления Кодификации в силу и не включенный в Кодификацию, станет неофициальным. Данный Стандарт применяется для выпущенной промежуточной или годовой финансовой отчетности за периоды, закончившиеся после 15 сентября 2009 г. Группа применяет требования КУС № 105 начиная с третьего квартала 2009 г. Применение требований КУС № 105 не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал изменения к КУС № 310, 320, 323, 405, 460, 470, 712, 715, 810, 815, 860, 954 и 958 (бывшая Позиция по Положению № 140-4 и Интерпретации 46(R)-8 «Раскрытие информации о передаче финансовых активов и долей в предприятиях с переменной долей участия»). Данные изменения требуют дополнительных раскрытий о передаче финансовых активов и требуют от публичных компаний (в том числе от компаний, имеющих переменную долю участия в предприятиях с переменной долей участия) предоставлять дополнительные раскрытия об их вовлеченности в деятельность предприятий с переменной долей участия. Изменения к Стандартам применяются Группой начиная с четвертого квартала 2008 г. Применение изменений к Стандартам не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В марте 2008 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 815 (бывшее Положение № 161 «Раскрытие информации о производных финансовых инструментах и операциях хеджирования»). Данный Стандарт меняет принципы отражения в отчетности производных финансовых инструментов и операций хеджирования путем дополнительного раскрытия эффекта этих операций на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки компании. Группа применяет

требования КУС № 815 начиная с первого квартала 2009 г. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 805 (бывшее Положение № 141 (Пересмотренное) «Приобретение компаний»). Данный Стандарт применяется ко всем сделкам, в результате которых организация приобретает контроль над одним или несколькими предприятиями. В апреле 2009 г. данный Стандарт был изменен таким образом, чтобы организация полностью признавала справедливую стоимость активов и обязательств, приобретенных в ходе сделки, признавала и определяла деловую репутацию в результате приобретения или прибыль от приобретения, а также модифицирует требования по раскрытию информации. Группа применяет КУС № 805 к приобретениям, произошедшим после 31 декабря 2008 г. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 810 (бывшее Положение № 160 «Неконтролируемые доли в консолидированной финансовой отчетности – поправка к ARB № 51»). Данный Стандарт применяется ко всем организациям, подготавливающим консолидированную финансовую отчетность (кроме некоммерческих организаций), которые имеют неконтролируемые доли (или доли меньшинства) в своих дочерних компаниях, а также к тем организациям, которые должны деконсолидировать дочерние компании. Стандарт меняет отражение в консолидированном балансе неконтролируемой доли, устанавливает единый метод учета изменений в доле, которой владеет материнская организация, в случаях, когда не происходит деконсолидация, и требует от материнской организации признавать прибыли и убытки при деконсолидации дочерних компаний. Группа применяет требования КУС № 810 с первого квартала 2009 г., за исключением требований по раскрытию информации, которые должны быть применены к предшествующим периодам. Применение данного Стандарта не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В феврале 2007 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 470, 825 и 954 (бывшее Положение № 159 «Возможность отражения финансовых активов и обязательств по справедливой стоимости»). Данные Стандарты расширяют возможность использования оценки по справедливой стоимости и разрешают компаниям выбирать оценку по справедливой стоимости для определенных финансовых активов и обязательств. Компании должны учитывать нереализованные прибыли и убытки по активам и обязательствам, для которых была выбрана оценка по справедливой стоимости, в доходах в каждом последующем отчетном периоде. Группа применяет требования данных Стандартов начиная с первого квартала 2008 г. и решила не применять

оценку по справедливой стоимости для своих финансовых активов и обязательств, которые еще не отражаются по справедливой стоимости в соответствии с другими Стандартами учета. В силу этого применение требований данных Стандартов не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2006 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал КУС № 820 (бывшее 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. Начиная с 1 января 2009 г. Группа применяет требования КУС № 820 в полном объеме. В силу того, что обычно отсутствуют котиров-

ки рыночных цен на долгосрочные активы, Группа определяет их справедливую стоимость, используя метод дисконтированной стоимости будущих денежных поступлений от использования этих активов или используя данные о совершенных рыночных сделках с подобными активами в прошлых периодах, где это возможно. Справедливая стоимость, используемая для первоначального признания обязательств, связанных с окончанием использования активов, определяется на основе метода дисконтированной стоимости ожидаемых будущих расходов на ликвидацию и демонтаж. Стоимость таких расходов определяется исходя из стоимости услуг по ликвидации и демонтажу, оказываемых третьими сторонами. Применение требований данного Стандарта не оказало существенно влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

Заявления прогнозного характера

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

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

Заявления прогнозного характера, которые мы можем периодически делать (но которые не включены в настоящий документ), могут также содержать планируемые или ожидаемые данные о выручке, прибылях (убытках), прибыли (убытке) на акцию, о дивидендах, структуре капитала и другие финансовые показатели и коэффициенты. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует», и сходные с ними по смыслу словосочетания 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 ее 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 обстоятельств не является исчерпывающим. При использовании прогнозных заявлений необходимо тщательно учитывать все вышеприведенные обстоятельства, иные события, а также 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 реально 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.