



ЛУКОЙЛ

ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
2010

ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ	2
ЛУКОЙЛ НА КАРТЕ МИРА	6
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	8
СОБЫТИЯ 2010 ГОДА	9
1. РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА	12
Лицензирование	17
Запасы нефти и газа	18
Геолого-разведочные работы	21
Разработка месторождений и добыча нефти	29
Разработка месторождений и добыча газа	38
2. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ	42
Нефтепереработка	45
Нижегородский НПЗ: установка комплекса каталитического крекинга	46
Производство масел	51
Газопереработка	54
Нефтехимия	56
3. ЭНЕРГЕТИКА	58
4. ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ	62
Реализация нефти	64
Реализация газа	66
ГАЗОВЫЙ БАЛАНС	67
Сбыт нефтепродуктов	68
ТОВАРНЫЙ БАЛАНС ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ОАО «ЛУКОЙЛ» (2010)	74
5. ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ	76
Технологии в сфере геологоразведки и добычи	78
Технологии в сфере нефтепереработки	82
Информационные технологии	83
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
Охрана окружающей среды	86
Промышленная безопасность и охрана труда	89
Персонал и социальные программы	90
Спонсорская и благотворительная деятельность	94
7. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ	100
Управление Компанией	101
Совет директоров и Правление	102
Состав совета Директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»	104
Комитеты Совета директоров	110
Состав Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»	113
Изменения в составе Группы	120
Управление финансовой деятельностью	120
Внутренний контроль и внутренний аудит	121
Информационная открытость	122
Ценные бумаги Компании	124
Дивиденды	127
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ	128
АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	181
СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ	226



ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ

Уважаемые акционеры!

В наступившем году ОАО «ЛУКОЙЛ» отмечает свое двадцатилетие. За прошедшие годы мы добились значительных результатов. Начав свою деятельность всего с нескольких добывающих активов в России, мы стали глобальной энергетической компанией, работающей в 37 странах мира на четырёх континентах. На протяжении двух десятилетий своего существования мы ежедневно ведем работу по повышению эффективности нашего бизнеса по всем направлениям деятельности Группы, увеличивая доходы акционеров Компании.

С уверенностью войдя в третье десятилетие своего развития, мы начинаем новую эпоху, соответствующую современным мировым экономическим условиям деятельности. Осенью 2011 года мы планируем представить новую стратегию своего развития. Учитывая глобальный тренд сокращения традиционных запасов углеводородов в мире, мы будем уделять особое внимание новым технологиям, которые помогут нам в будущем наиболее эффективно разрабатывать имеющуюся сырьевую базу, создавая новые конкурентные преимущества и дополнительную акционерную стоимость.

В прошедшем 2010 году группа «ЛУКОЙЛ» добилась значительных финансовых результатов на фоне постепенного восстановления мировой экономики после глобального финансового кризиса. Способность Компании оперативно подстраиваться под меняющиеся условия деятельности позволила достичь вы-

соких финансовых результатов, в результате чего Компания остается в лидерах российской нефтегазовой отрасли. Строгая финансовая дисциплина, правильные стратегические решения и эффективное управление позволили нам в отчетном году достичь рекордного уровня свободного денежного потока. Мы сконцентрировали свои усилия на приоритетных проектах Компании и повышении эффективности бизнеса за счет развития инновационной политики, оптимизируя структуру бизнеса.

Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» в 2010 году выросла на 28,5% и составила 9 006 млн долл., доходность на вложенный капитал — 14,0%. Свободный денежный поток достиг 6 930 млн долл. Необходимо отметить, что Компании удастся на протяжении долгого времени занимать лидирующие позиции в российской нефтегазовой отрасли по показателям эффективности бизнеса. Так, чистая прибыль на баррель добычи углеводородов в отчетном году составила 11 долл./барр. н. э.

С ростом чистой прибыли Компания продолжает политику, направленную на рост доходов акционеров. В связи с решением ConocoPhillips выйти из акционерного капитала Компания реализовала одну из крупнейших программ на российском рынке по обратному выкупу своих акций. Сумма сделки составила более 3,4 млрд долл. Чистая прибыль на акцию практически достигла 11 долл., а прирост составил 32,2% по отношению к показателю 2009 года.

**ГРАЙФЕР ВАЛЕРИЙ ИСААКОВИЧ**

Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

**АЛЕКПЕРОВ ВАГИТ ЮСУФОВИЧ**

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Мы по-прежнему стабильно увеличиваем объем дивидендных выплат акционерам. 26 апреля 2011 года Совет директоров рекомендовал годовому Общему собранию акционеров утвердить дивиденды по итогам 2010 года в размере 59 руб. на акцию (1,94 долл. по курсу на 31.12.2010). Таким образом, доля дивидендных выплат в чистой прибыли превысит 18%. Дивидендная доходность в 2010 году составит 3,5%.

В бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» Компания продемонстрировала положительную динамику добычи углеводородов благодаря значительному росту добычи газа, активному развитию международных проектов и стабилизации добычи в Западной Сибири. По итогам 2010 года добыча товарных углеводородов Группой выросла на 1,2%, до 2,24 млн барр. н. э./сут. Добыча товарного газа выросла на 24,5% в результате роста закупок со стороны ОАО «Газпром».

Важнейшим событием 2010 года стало начало добычи в Каспийском регионе. Месторождение им. Ю. Корчагина стало первым из ряда перспективных каспийских проектов, которые будут введены Компанией в разработку и станут залогом долгосрочного качественного роста добычи.

Компания также продолжает активно развивать международный сегмент. В рамках проводимого Национальным агентством по минеральным ресурсам

Румынии 10-го лицензионного раунда консорциум ОАО «ЛУКОЙЛ» и американской компании Vanco выиграл тендер на блоки 29 и 30 (Черное море).

Главным достижением Компании в сфере геологоразведки в 2010 году стало открытие нефтегазового месторождения на глубоководном континентальном склоне — в акватории Гвинейского залива (Гана). Это стало первым подобным открытием за всю историю отечественной нефтегазовой отрасли. Месторождение было открыто в рамках проекта Cape Three Points Deep Water (СТPDW) на структуре Dzata, расположенной на глубине около 2 тыс. м. Глубина скважины — около 4,5 тыс. м от уровня моря.

В бизнес-сегменте «Переработка и сбыт» Компания сконцентрировала свое внимание на модернизации мощностей для дальнейшего увеличения степени конверсии. Мы инвестировали и продолжаем инвестировать значительные средства в наши нефтеперерабатывающие заводы с целью обеспечить лидирующее положение в России по производству экологичного топлива высокого качества. Так, в декабре 2010 года мы запустили комплекс каталитического крекинга на НПЗ в Нижнем Новгороде — это крупнейший комплекс каталитического крекинга, построенный в России за последние 25 лет. Это позволило начать производство бензина, полностью соответствующего стандарту Евро-4.

Объем переработки нефти и нефтепродуктов на НПЗ Группы в 2010 году, включая долю в переработке на комплексах ISAB и TRN, вырос на 5,6% и составил 66,2 млн т.

В 2010 году мы завершили формирование **бизнес-сектора «Электроэнергетика»**. Генерирующие мощности группы «ЛУКОЙЛ» в настоящее время составляют около 4,4 ГВт. В 2011 году мы планируем ввести 600 МВт новых энерго мощностей на базе современного высокотехнологичного оборудования — парогазовых установок, которые позволят существенно повысить эффективность производства электро- и теплоэнергии. Общий объем выработки электро-энергии Группой, включающий выработку малой энергетики, в 2010 году практически не изменился по сравнению с 2009 годом и составил 14,6 млрд кВт/ч. Отпуск тепловой энергии в 2010 году составил 15,3 млн Гкал.

Инновационная политика становится одним из главных элементов развития Компании. Использование современных технологий позволяет нам увеличивать эффективность бизнеса. Сегодня мы первая российская компания, получающая опыт работы на глубоководном шельфе Западной Африки. Компания продолжает совершенствовать технологии по добыче тяжелой и высоковязкой нефти в России. В 2010 году мы обеспечили 20% общероссийской добычи нефти этой категории. Ведутся опытные рабо-

ты по разработке низкопроницаемых коллекторов Баженовской свиты, которая является по ряду характеристик аналогом известной американской структуры Баккен. Это поистине колоссальный резерв нефтедобычи. Однако он сдерживается отсутствием технологий. Над их развитием мы сейчас работаем. Помимо этого, мы ведем диалог с нашими партнерами из Саудовской Аравии о развитии проекта добычи нетрадиционного газа, находящегося в низкопроницаемых коллекторах.

В 2010 году в Группе был создан единый корпоративный научно-исследовательский центр — ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Его задачами являются организация и выполнение научно-технических работ по геологии, разработке и добыче по всем объектам группы «ЛУКОЙЛ». На базе ОАО «РИТЭК» было создано управление по работе со сложными и малопродуктивными месторождениями, которое станет центром активного внедрения инновационных методов нефтедобычи.

В 2011, юбилейном для нас году, Компания входит в новую эпоху своего развития. Поэтому основной задачей в настоящее время является формирование новой стратегии развития, в основу которой будет заложено наращивание денежного потока, увеличение коэффициента извлечения нефти, строгий отбор инвестиционных проектов, инновационное развитие, сохранение сильных конкурентных позиций, рост доходности и капитализации Компании.

Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

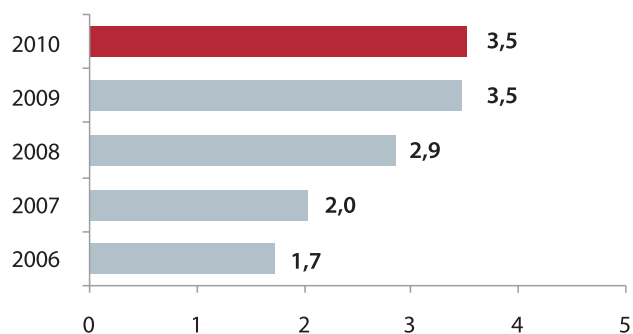
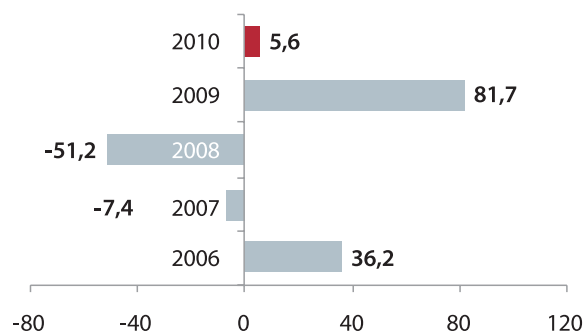
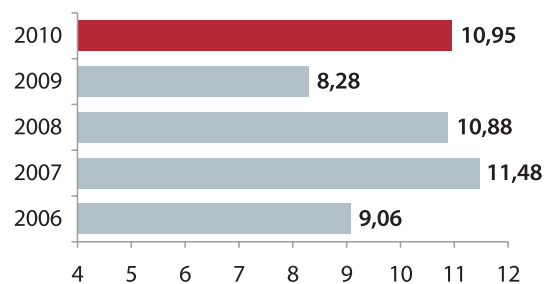
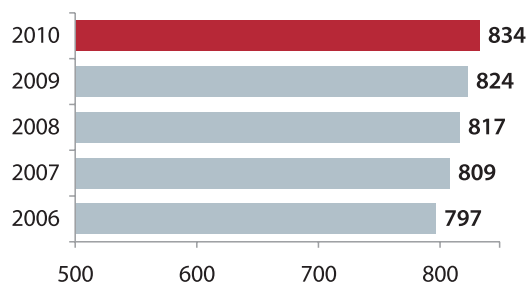


В.И. ГРАЙФЕР

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»



В.Ю. АЛЕКПЕРОВ

■ ДИВИДЕНДНАЯ ДОХОДНОСТЬ, %**■ СОВОКУПНЫЙ ДОХОД АКЦИОНЕРА (TSR), %****■ БАЗОВАЯ ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ, долл.****■ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ, млн барр. н. э.**

ЛУКОЙЛ НА КАРТЕ МИРА

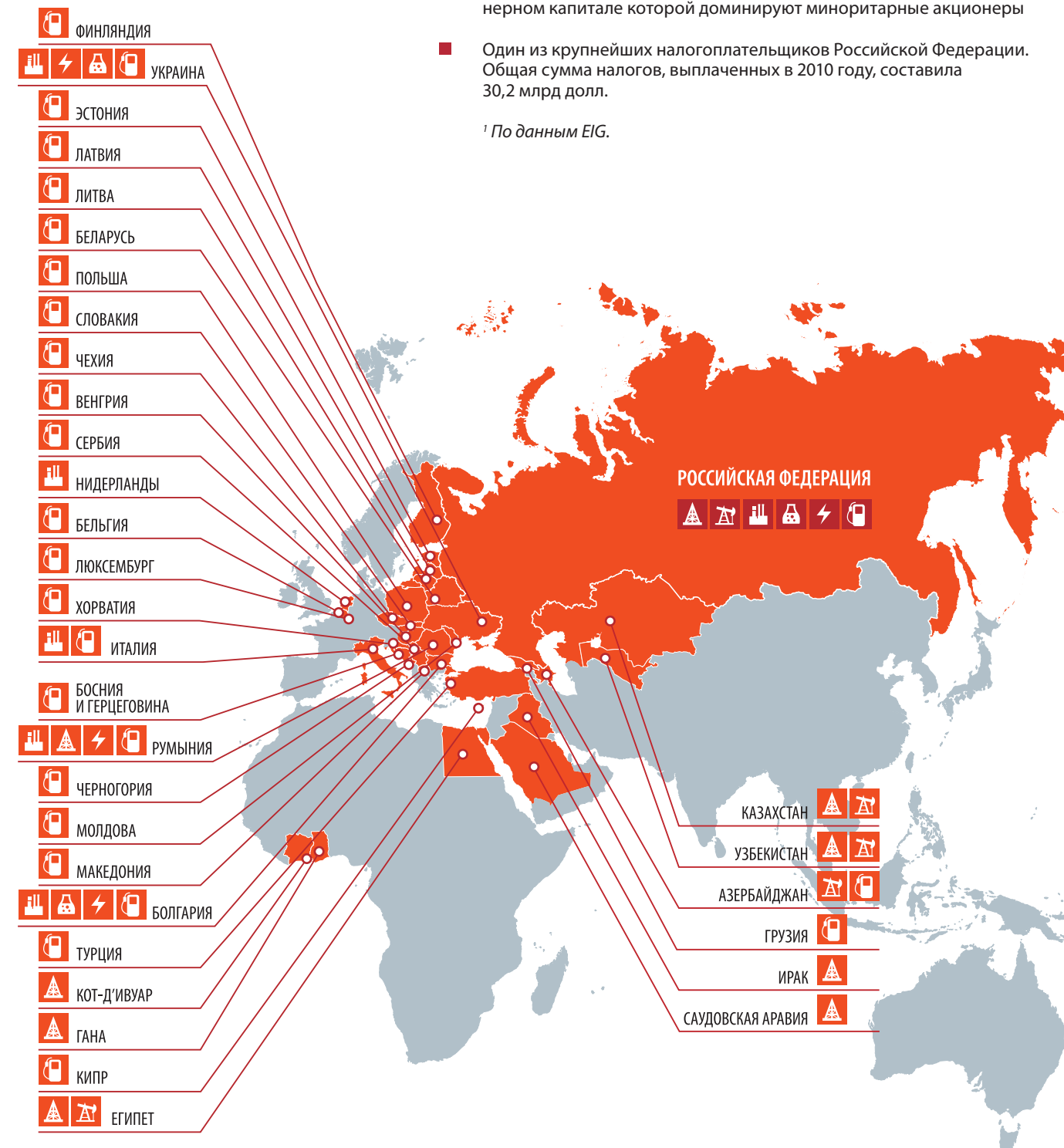
- ОАО «ЛУКОЙЛ» — ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ 2,2% МИРОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ.

Лидирующие позиции Компании являются результатом двадцатилетней работы по расширению ресурсной базы благодаря увеличению масштабов деятельности и заключению стратегических сделок.



- 2,2% общемировой добычи нефти¹
- 17,8% общероссийской добычи нефти и 18,2% общероссийской переработки нефти
- Крупнейшая российская нефтяная бизнес-группа с выручкой более 100 млрд долл. и чистой прибылью более 9 млрд долл.
- Лидер среди российских компаний по информационной открытости и прозрачности. Первая российская компания, акции которой получили полный листинг на Лондонской фондовой бирже
- Единственная частная российская нефтяная компания, в акционерном капитале которой доминируют миноритарные акционеры
- Один из крупнейших налогоплательщиков Российской Федерации. Общая сумма налогов, выплаченных в 2010 году, составила 30,2 млрд долл.

¹ По данным EIG.



ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ И ФИНАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2010	2009	Изменение, %
Выручка от реализации, млн долл.	104 956	81 083	29,4
EBITDA, млн долл.	16 049	13 475	19,1
Чистая прибыль, млн долл.	9 006	7 011	28,5
Базовая прибыль на акцию, долл.	10,95	8,28	32,2
ROACE, %	14,0	11,8	–
Капитальные затраты, млн долл.	6 844	6 534	4,7
Инвестиции (приобретение дочерних компаний и миноритарных долей) ¹ , млн долл.	1 124	2 945	-61,8
Цена акции на конец года ММВБ, руб.	1 732,02	1 695,47	2,16
Дивиденд на акцию, руб.	59	52	13,46
Основные производственные показатели			
Запасы нефти, млн барр.	13 319	13 696	-2,75
Запасы газа, млрд фут ³	23 615	22 850	3,3
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	17 255	17 504	-1,4
Добыча нефти, млн барр.	708,1	719,6	-1,6
Добыча товарного природного газа, млн м ³	12 770	10 218	25,0
Добыча товарного нефтяного газа, млн м ³	5 784	4 680	23,6
Добыча товарных углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	2 239	2 212	1,2
Переработка нефти и нефтепродуктов на собственных НПЗ и комплексах ISAB и TRN, млн т	66,2	62,7	5,6
Переработка газа, млн м ³	3 178	2 962	7,3
Выпуск нефтехимической продукции, млн т	1,036	0,902	14,9
Экспорт нефти, млн т	40,59	42,02	-3,4
Экспорт нефтепродуктов, млн т	25,82	27,76	-6,9
Реализация нефти, млн т	51,38	49,97	2,8
Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т	91,02	86,68	5,0
Розничная реализация нефтепродуктов, млн т	14,34	14,08	1,8
Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые)	6 508	6 620	-1,7
Среднесписочная численность работников, тыс.	130,0	143,4	-9,4

¹ Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей, и неденежные операции.

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

СОБЫТИЯ 2010 ГОДА

ЯНВАРЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» подписало контракт по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2 в Ираке. Сторонами контракта выступают иракская государственная нефтяная компания South Oil Company и консорциум подрядчиков в составе иракской государственной компании North Oil Company (25%), ОАО «ЛУКОЙЛ» (56,25%) и норвежской Statoil (18,75%). Срок действия контракта составляет 20 лет с возможностью продления на 5 лет. Начало бурения на месторождении запланировано на 2011 год, добыча — на начало 2013.

ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило Программу энергосбережения организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на 2010 год и на период 2010–2012 гг., предусматривающую оптимизацию технологических схем, внедрение новых энергоэффективных технологий и оборудования. Реализация Программы позволит группе «ЛУКОЙЛ» в 2010–2012 годах сэкономить более 2,4 млрд кВт/ч электроэнергии и свыше 970 тыс. Гкал тепловой энергии. Всего в течение трех лет за счет мероприятий по энергосбережению Компания планирует получить экономию в размере 9,2 млрд руб. (около 300 млн долл.).

ФЕВРАЛЬ

Консорциум в составе организации группы «ЛУКОЙЛ», американской компании Vanco и государственной компании Ганы GNPC открыл значительные запасы

нефти на структуре Dzata блока CTPDW, расположенного в Гвинейском заливе на шельфе Ганы. Глубина разведочной скважины Dzata-1 составила 4,5 тыс. м от уровня моря. Для оценки и коммерциализации запасов планируется провести доразведку структуры.

МАРТ

ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило Годовую координационную программу научно-технических работ Группы «ЛУКОЙЛ» на 2010 год и Среднесрочную целевую программу научно-технического развития Группы «ЛУКОЙЛ» на 2011–2012 гг. Годовая программа включает более 800 научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в области разведки и разработки месторождений, а также оказание научно-технических услуг. Объем ее финансирования составляет более 4 млрд руб. (около 140 млн долл.). Объем средств, выделенных на реализацию Среднесрочной программы, составляет около 12 млрд руб. (более 400 млн долл.). Основная часть запланированных расходов в рамках обеих программ приходится на бизнес сегмент «Геолого-разведка и добыча».

АПРЕЛЬ

Группа «ЛУКОЙЛ» добыла первую нефть на месторождении им. Ю. Корчагина в российском секторе Каспийского моря. Объем запасов углеводородов на месторождении по категориям 3P превышает

250 млн барр. н. э. Максимальный уровень добычи на месторождении составит 2,4 млн т/год нефти и 1 млрд м³/год газа. Инвестиции в освоение месторождения в 2004-2009 годах составили около 1,2 млрд долл.



ОАО «ЛУКОЙЛ» было признано лучшей компанией России в сфере отношений с инвесторами по результатам исследования, проведенного журналом *Institutional Investor*. В исследовании приняли участие более 1 000 аналитиков и 650 управляющих фондами в общей сложности из 531 компании.

ИЮНЬ

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ», на котором были утверждены Годовой отчет Компании за 2009 год, а также годовая бухгалтерская отчетность по результатам финансового года. Акционеры утвердили выплату дивидендов по результатам 2009 финансового года в размере 52 руб. (1,72 долл. по курсу на 31.12.2009 г.) на одну обыкновенную акцию.

ИЮЛЬ

Консорциум в составе организации группы «ЛУКОЙЛ» и американской компании Vanco победил в тендере на право разведки и разработки блоков Est Rapsodia и Trident в румынском секторе Черного моря. Общая площадь лицензионных участков составляет около 2 тыс. км², глубина моря в районе участков — 90–1 000 м. Для уточнения геологического строения блоков планируется проведение сейсморазведочных работ 3D. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 80%, доля Vanco — 20%.

Советом директоров Компании был утвержден Кодекс деловой этики ОАО «ЛУКОЙЛ». Документ, в частности, регламентирует отношения работников Компании с акционерами и инвесторами ОАО «ЛУКОЙЛ», деловыми партнерами, государственными органами и общественными организациями, а также определяет этические нормы внутрикорпоративных взаимоотношений и социальную ответственность.

Организация группы «ЛУКОЙЛ» подписала договор о приобретении 7,6% акций ОАО «ЛУКОЙЛ» у ConocoPhillips по цене 53,25 долл. за акцию на общую сумму около 3,4 млрд долл. Завершение сделки состоялось в августе 2010 года. Соглашение также предусматривало 60-дневный опцион на приобретение до 11,61% акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в форме Американских депозитарных расписок (АДР).

АВГУСТ

Группа «ЛУКОЙЛ» привлекла необеспеченный кредит на общую сумму 1,5 млрд долл. Срок кредита составляет 1 год. Привлеченные денежные средства были использованы на финансирование выкупа пакета акций у ConocoPhillips.

СЕНТЯБРЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» совместно с группой инвесторов и банком UniCredit, который выступил организатором, приобрели 42,5 млн обыкновенных акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в форме АДР. Таким образом, Компания частично исполнила опцион, предусмотренный соглашением с ConocoPhillips, подписанным в июле 2010 года. Сумма сделки составила около 2,4 млрд долл. Сделка по исполнению опциона была совершена в рамках принятой Советом директоров программы по повышению доходов акционеров путем выкупа акций с рынка.

ОКТЯБРЬ

ЛУКОЙЛ начал розничную реализацию дизельного топлива по стандарту Евро-5 в России. Этот вид топлива производится на НПЗ Компании в Нижнем Новгороде, Перми и Ухте. Благодаря высокому цетановому числу дизельное топливо стандарта Евро-5 оптимизирует процесс сгорания топливной смеси, снижает шум и вибрацию, предотвращает коррозионные процессы, облегчает запуск двигателя и снижает удельный расход топлива.

НОЯБРЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» заняло 5-е место среди нефтегазовых компаний Европы, Ближнего Востока и Африки, а также 10-е — среди мировых нефтегазовых компаний в рейтинге Американского энергетического агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира 2010 года». Компании оценивались по четырем основным показателям — величине активов, выручке, прибыли и доходности на вложенный капитал. В аналогичном рейтинге 2009 года Компания занимала соответственно 8-е и 12-е места.

ЛУКОЙЛ разместил два транша еврооблигаций на общую сумму 1 млрд долл. Ставка купона составила 6,125%. Объем первого транша составил 800 млн долл., доходность к погашению — 6,25%, срок погашения — 2020 год. Объем второго транша — 200 млн долл., доходность к погашению — 5,80%, срок погашения — 2020 год. Средства, полученные в результате размещения, были использованы на общекорпоративные цели, включая погашение существующей задолженности.

ДЕКАБРЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» заняло второе место среди 75 крупнейших российских компаний в рейтинге социальной ответственности бизнеса за 2010 год, составленном газетой «Труд» совместно с Агентством политических и экономических коммуникаций. Под социальной ответственностью в рейтинге понимается создание и сохранение рабочих мест, налоговая дисциплина, выполнение обязательств перед работниками, активное участие в проектах по развитию социальной инфраструктуры. В опросе приняли участие представители профсоюзов, исследовательских институтов, объединений предпринимателей, рекрутинговых агентств, а также члены Общественной палаты и депутаты Государственной Думы РФ.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и Фонд «Сколково» подписали меморандум о взаимопонимании. В соответствии с документом Компания сосредоточит свою деятельность в сфере научных исследований и разработок по таким направлениям, как энергоэффективность в нефтедобыче и нефтепереработке, чистая и альтернативная энергетика, информационные технологии и др. Подписание соглашения об участии ОАО «ЛУКОЙЛ» в работе Фонда запланировано на весну 2011 года.

ОАО «ЛУКОЙЛ» стало победителем ежегодного конкурса «Российские лидеры в сфере корпоративного управления» в номинации «Компания с лучшим

корпоративным управлением». Конкурс проводится Ассоциацией по защите прав инвесторов (АПИ), в которую входят крупнейшие российские и иностранные институциональные инвесторы. Победители определяются членами АПИ путем тайного голосования, которое проходит в три этапа. По мнению представителей инвестиционного сообщества, группа «ЛУКОЙЛ» является эталоном эффективной системы корпоративного управления на протяжении многих лет.

ОАО «ЛУКОЙЛ» разместило конвертируемые облигации на общую сумму 1,5 млрд долл. Ставка купона составляет 2,625%, срок погашения — июнь 2015 года. Облигации могут быть конвертированы в обращающиеся на Лондонской фондовой бирже АДР Компании, каждая из которых представляет одну обыкновенную акцию ОАО «ЛУКОЙЛ». Цена конвертации была установлена в размере 73,7087 долл. за АДР. Размещение конвертируемых облигаций стало первым крупным выпуском конвертируемых долговых инструментов после кризисного периода. Благодаря высокому рейтингу инвестиционного уровня Компании и позитивному отношению инвесторов к нефтегазовому сектору, эти ценные бумаги ОАО «ЛУКОЙЛ» имели высокий спрос у инвестиционного сообщества.

Группа «ЛУКОЙЛ» начала производство автомобильного бензина стандарта Евро-4. Это стало возможным благодаря вводу в эксплуатацию в декабре 2010 года комплекса каталитического крекинга на Нижегородском НПЗ. Инвестиции в проект составили около 1 млрд долл. Бензин стандарта Евро-4 обеспечивает «чистый выхлоп», то есть сводит к минимуму содержание в выхлопных газах оксидов серы и продуктов неполного сгорания ароматических углеводородов, в том числе наиболее канцерогенного и мутагенного вещества — бензпирена.



1

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

■ ПОКАЗАТЕЛИ СЕГМЕНТА «ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА»

Наименование показателя	2010	2009	Прирост, %
Выручка, млн долл.	36 976	24 353	51,8
EBITDA, млн долл.	11 390	10 175	11,9
Чистая прибыль, млн долл.	6 226	5 456	14,1
Капитальные затраты, млн долл.	4 933	4 687	5,2

В 2010 году мы сконцентрировали свои усилия на эффективном развитии бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча», генерирующего более 69% чистой прибыли Компании, и добились позитивных результатов.

НАМ УДАЛОСЬ ПОВЫСИТЬ УРОВЕНЬ СРЕДНЕСУТОЧНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА 1,2% ЗА СЧЕТ РОСТА ДОБЫЧИ ГАЗА И СНИЖЕНИЯ ТЕМПОВ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. В ЦЕЛОМ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ СОСТАВИЛА 2,239 МЛН БАРР. Н. Э./СУТ. В ТОМ ЧИСЛЕ ДОБЫЧА НЕФТИ СОСТАВИЛА 1,940 МЛН БАРР./СУТ, ДОБЫЧА ГАЗА — 0,299 МЛН БАРР. Н. Э./СУТ.

Важнейшим событием 2010 года стало начало добычи нефти на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспий-

ском море и получение налоговых льгот по проекту. Начиная с декабря 2010 года нефть, экспортируемая с этого месторождения, облагается экспортной пошлиной по льготной ставке, аналогичной восточносибирским месторождениям.

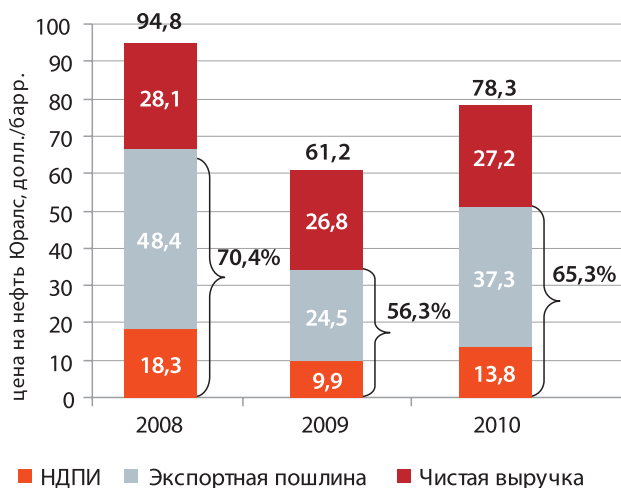
ЦЕНОВАЯ КОНЬЮНКТУРА И НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

Рынок нефти

В 2010 году цены на нефть выросли на фоне восстановления мировой экономики и достаточного наличия ликвидности, обеспеченного мягкой денежно-

кредитной политикой мировых центральных банков. Средняя цена на нефть сорта Brent в 2010 году значительно выросла и достигла уровня 79,5 долл./барр. (+28,9% по сравнению с 2009 годом). Основной рост цен на нефть пришелся на конец 2010 года.

■ СТРУКТУРА ВЫРУЧКИ РОССИЙСКОГО ЭКСПОРТЕРА НЕФТИ, долл./барр.



В первом полугодии цены на нефть колебались в диапазоне 67–86 долл./барр. С одной стороны, драйвером роста цен выступала благоприятная макроэкономическая статистика из США и развивающихся рынков, свидетельствующая о восстановлении потребительского спроса. С другой стороны, негативное влияние оказывало снижение уровня потребления в странах еврозоны на фоне долгового кризиса. Во второй половине года настроения участников товарных рынков стабилизировались. Во-первых, начало программы «количественного смягчения» в ряде развитых стран обеспечило наличие избыточной ликвидности на товарно-сырьевых и фондовых рынках, поддерживая цены на нефть и котировки акций. Кроме того, дополнительная эмиссия в США привела к ослаблению доллара, что выразилось в номинальном укреплении цен на нефть. Во-вторых, планомерный рост импорта нефти Китаем на фоне растущих объемов нефтепереработки и стабильной добычи повысил ожидания дальнейшего роста спроса в Китае. В-третьих, начало холодной зимы и обильные снегопады в Европе способствовали росту спроса на печное топливо.

Основными регионами деятельности Компании, на которые приходится около 93% добычи нефти, являются российские нефтегазоносные провинции (Западная Сибирь, Южная и Центральная Россия, Тимано-Печора). Поэтому непосредственное влияние

на финансовые результаты Компании оказывала цена на российскую экспортную смесь Юралс. Цена нефти сорта Юралс выросла на 27,9% по сравнению с 2009 годом и в среднем за год составила 78,3 долл./барр. Средний ценовой дифференциал между сортами Юралс и Brent составил в 2010 году 1,2 долл./барр. по сравнению с 0,5 долл./барр. годом ранее. Ослабление позиции Юралс на мировом рынке объясняется ростом добычи конкурирующих сортов нефти странами ОПЕК на фоне восстановления мировой экономики.

Для объективной оценки рыночной конъюнктуры, в условиях которой Компания работала в 2010 году, необходимо учитывать налоговую нагрузку на российского экспортера нефти и ее изменение по сравнению с 2009 годом. Основными налогами для нас, являются налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), акцизы и экспортные пошлины. Ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, привязаны к мировой цене на нефть и изменяются вслед за ней.

В результате роста цен на нефть в 2010 году средняя ставка НДПИ на нефть (в долларовом выражении) выросла на 39,5% и составила 13,8 долл./барр.

При экспорте нефти из России Компания уплачивает экспортную пошлину, которая рассчитывается по прогрессивной шкале на основе цен на нефть сорта Юралс. Рост экспортной пошлины на нефть в 2010 году составил 52%, средняя ставка экспортной пошлины за год — 37,3 долл./барр.

ОЧИЩЕННАЯ ОТ НАЛОГОВ ЦЕНА НА НЕФТЬ СОРТА ЮРАЛС (ЦЕНА НА МЕЖДУНАРОДНОМ РЫНКЕ ЗА ВЫЧЕТОМ ЭКСПОРТНОЙ ПОШЛИНЫ И НДПИ) ДЛЯ РОССИЙСКОГО ЭКСПОРТЕРА СОСТАВИЛА В 2010 ГОДУ 27,2 ДОЛЛ./БАРР. ДОЛЯ НДПИ И ЭКСПОРТНОЙ ПОШЛИНЫ В СРЕДНЕГОДОВОЙ ЦЕНЕ НА НЕФТЬ СОСТАВИЛА 65,3%, ЧТО ПРИМЕРНО СООТВЕТСТВУЕТ СРЕДНЕМУ ЗНАЧЕНИЮ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ.

По международным проектам группа «ЛУКОЙЛ» уплачивает налоги в соответствии с соглашениями о разделе продукции (СРП), концессионными соглашениями, с действующим законодательством в странах присутствия. 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 и реализуется за счет доли продукции, причитающейся ей при разделе. С 1 января 2009 года в Республике Казахстан вступили в силу положения нового Налогового кодекса,

которым предусмотрен ряд значительных изменений, применимых к проектам Компании. С учетом данных изменений налоги уплачиваются в соответствии с текущим законодательством (на дату вступления в силу контракта на недропользование), предусматривающим, в частности, уплату налога на прибыль, налога на сверхприбыль, налога на добычу полезных ископаемых и рентного налога по прогрессивной шкале. В 2009 году Правительство Республики Казахстан планировало также снизить ставку корпоративного налога на прибыль в 2010-2011 годах, но в 2010 году соответствующее решение принято не было.

По проектам, регулируемым соглашениями о разделе продукции, налоги продолжают уплачиваться в соответствии с условиями данных соглашений.

Рынок газа

На фоне растущих цен на нефть, восстанавливающейся после мирового спада промышленности и ухудшения погодных условий в странах Европейского союза в конце 2010 года произошел резкий рост спотовых цен на газ в Европе. Впервые за последние полтора года спотовые цены на природный газ на биржах Европы превысили показатели по долгосрочным контрактам ОАО «Газпром». В то же время, на американском рынке средняя цена на газ была практически в два раза ниже цены на европейских рынках, что обусловлено стремительным развитием добычи сланцевого газа на континенте. При этом прирост запасов сланцевого газа в США превышает объемы по его добыче.

На рынке природного газа в России ценовая конъюнктура осталась неизменной. В результате укрепления рубля средняя цена реализации товарного газа выросла незначительно — до 34,9 долл./тыс. м³, или на 4,5%.

Учитывая географию деятельности Компании (основной объем газа добывается на территории России), мы реализуем товарный газ ОАО «Газпром» и непосредственно российским потребителям. В России большая часть добываемого газа продается на скважине и затем транспортируется по Единой системе газоснабжения, принадлежащей ОАО «Газпром». Компания не имеет возможности экспортировать добываемый газ, так как монополия на экспорт и газотранспортная система принадлежат ОАО «Газпром». В 2010 году в результате роста мирового спроса на газ ОАО «Газпром» увеличило закупки у независимых производителей в России. Поэтому добыча товарного газа Компанией в России значительно выросла (на 27,9%). Основной прирост добычи был обеспечен

за счет Находкинского месторождения, где добыча товарного газа в 2010 году выросла на 37,2% и составила 8 146 млн м³. Этот газ был полностью реализован ОАО «Газпром».

При добыче природного газа в России Компания уплачивает налог на добычу газа, ставка которого осталась неизменной с 2008 года на уровне 147 руб./тыс. м³.

Добыча товарного газа по международным проектам выросла на 16,2%. 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 2010 году цена реализации газа с этого проекта превышала 140 долл./тыс. м³. В соответствии с соглашением о разделе продукции уплачивается роялти по газу 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 ставке, установленной в СРП. Доля государства в прибыльной продукции варьируется в зависимости от внутренней нормы доходности проекта для группы «ЛУКОЙЛ».



Природный газ, добытый по проекту Карачаганак в Казахстане, поставляется на Оренбургский ГПЗ. Налогообложение по этому проекту осуществляется в соответствии с условиями СРП.

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 Компания освобождена 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

Учитывая тот факт, что основная добыча углеводородов Группой приходится на Россию, большая часть наших расходов выражена в рублях, тогда как значительная доля доходов выражена в долларах США или в определённой мере привязана к ценам на нефть в долларах США. Поэтому рублёвая инфляция и колебания обменного курса рубля могут существенно влиять на результаты наших операций. Ослабление покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации, составило 11,6% в 2010 году.



Это стало одним из основных факторов роста удельных расходов на добычу углеводородов на территории России: они выросли с 3,53 до 4,11 долл./барр. н. э., или на 16,4%. Удельные расходы на добычу в среднем по Группе выросли в 2010 году на 15,7%, или с 3,56 до 4,12 долл./барр. н. э. Капитальные затраты в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» выросли на 5,2%, до 4,9 млрд долл.

В 2010 году Компания продолжила реализацию стратегии, направленной на укрепление её финансового состояния путем концентрации деятельности на высокодоходных проектах и увеличения денежных потоков. Поэтому основной прирост капитальных затрат пришелся на международные проекты, в то время как в России капитальные затраты выросли лишь на 0,5% и составили 3,9 млрд долл.

ПРИБРЕТЕНИЕ АКТИВОВ

В ПРОШЕДШЕМ ГОДУ КОМПАНИЯ СКОНЦЕНТРИРОВАЛА СВОЕ ВНИМАНИЕ НА РОСТЕ СТОИМОСТИ АКТИВОВ И УВЕЛИЧЕНИИ ДОХОДОВ АКЦИОНЕРОВ. В СВЯЗИ С РЕШЕНИЕМ СОНОСОРPHILLIPS ВЫЙТИ ИЗ НАШЕГО АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА КОМПАНИЯ РЕАЛИЗОВАЛА ОДНУ ИЗ КРУПНЕЙШИХ ПРОГРАММ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ ПО ОБРАТНОМУ ВЫКУПУ СВОИХ АКЦИЙ. СУММА СДЕЛКИ СОСТАВИЛА БОЛЕЕ 3,4 МЛРД ДОЛЛ. ЭТА СДЕЛКА БЫЛА ЗАВЕРШЕНА В АВГУСТЕ 2010 ГОДА.

Таким образом, реализовав программу по обратному выкупу акций, Компания обезопасила акционеров от резкого падения стоимости наших акций при их продаже на открытом рынке. По состоянию на 7 февраля 2011 года компания SonocoPhillips полностью вышла из акционерного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ».

МЫ ПРИЛОЖИЛИ МАКСИМУМ УСИЛИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОХОДОВ АКЦИОНЕРОВ, ПОВЫСИВ ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ ДО 10,95 ДОЛЛ. В 2010 ГОДУ ПО СРАВНЕНИЮ С 8,28 ДОЛЛ. НА АКЦИЮ В 2009 ГОДУ.

В 2010 году Компания продолжала динамично наращивать добывающие мощности путем приобретения высокоэффективных активов. Консорциум в составе организации группы «ЛУКОЙЛ» и американской компании Vanco победил в тендере на право разведки и разработки блоков Est Rapsodia и Trident в румынском секторе Черного моря. Общая площадь лицензионных участков составляет около 2 тыс. км², глубина моря в районе участков — 90-1 000 м. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 80%, доля Vanco — 20%.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОРПОРАТИВНОЙ СТРУКТУРЫ И КОНСОЛИДАЦИЯ

В отчетном году количество организаций группы «ЛУКОЙЛ» и организаций с их участием уменьшилось на 19 обществ и составило 362 организации (дочерние и зависимые общества, определяемые в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США). За пределы Группы было выведено 13 непрофильных организаций. Ряд крупных сбытовых операторов реорганизован в форме присоединения к ним дочерних обществ. Была завершена консолидация 100% акций ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтехим», утверждена целевая структура владения нефтехимическими активами.

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

В 2010 году Компания продолжила работы по получению новых лицензий на право пользования недрами, оптимизации лицензионного фонда с целью повышения качества минерально-сырьевой базы, по внесению изменений и дополнений в условия пользования недрами, в том числе с целью продления сроков их действия, по уточнению обязательств, связанных с обеспечением уровня добычи углеводородного сырья в соответствии с проектными технологическими документами.

ВСЕГО НА БАЛАНСЕ ОРГАНИЗАЦИЙ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» ПО СОСТОЯНИЮ НА КОНЕЦ 2010 ГОДА НАХОДИЛАСЬ 421 ЛИЦЕНЗИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ 340 ЛИЦЕНЗИЙ С ПРАВОМ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, 18 ЛИЦЕНЗИЙ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ, ВКЛЮЧАЮЩЕЕ ПОИСК И ОЦЕНКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, И 63 ЛИЦЕНЗИИ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕДР, РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.

В 2010 году было получено 11 новых лицензий на право пользования недрами. В том числе 2 лицензии — в связи с установлением факта открытия месторождения, 8 — по результатам проведения аукционов и конкурсов и 1 — по заявке недропользователя на геологическое изучение недр. Затраты на приобретение лицензий составили 15 млн долл.

В связи с продолжением реструктуризации нефтедобывающих организаций группы «ЛУКОЙЛ» в 2010 году была переоформлена 71 лицензия на право пользования недрами.

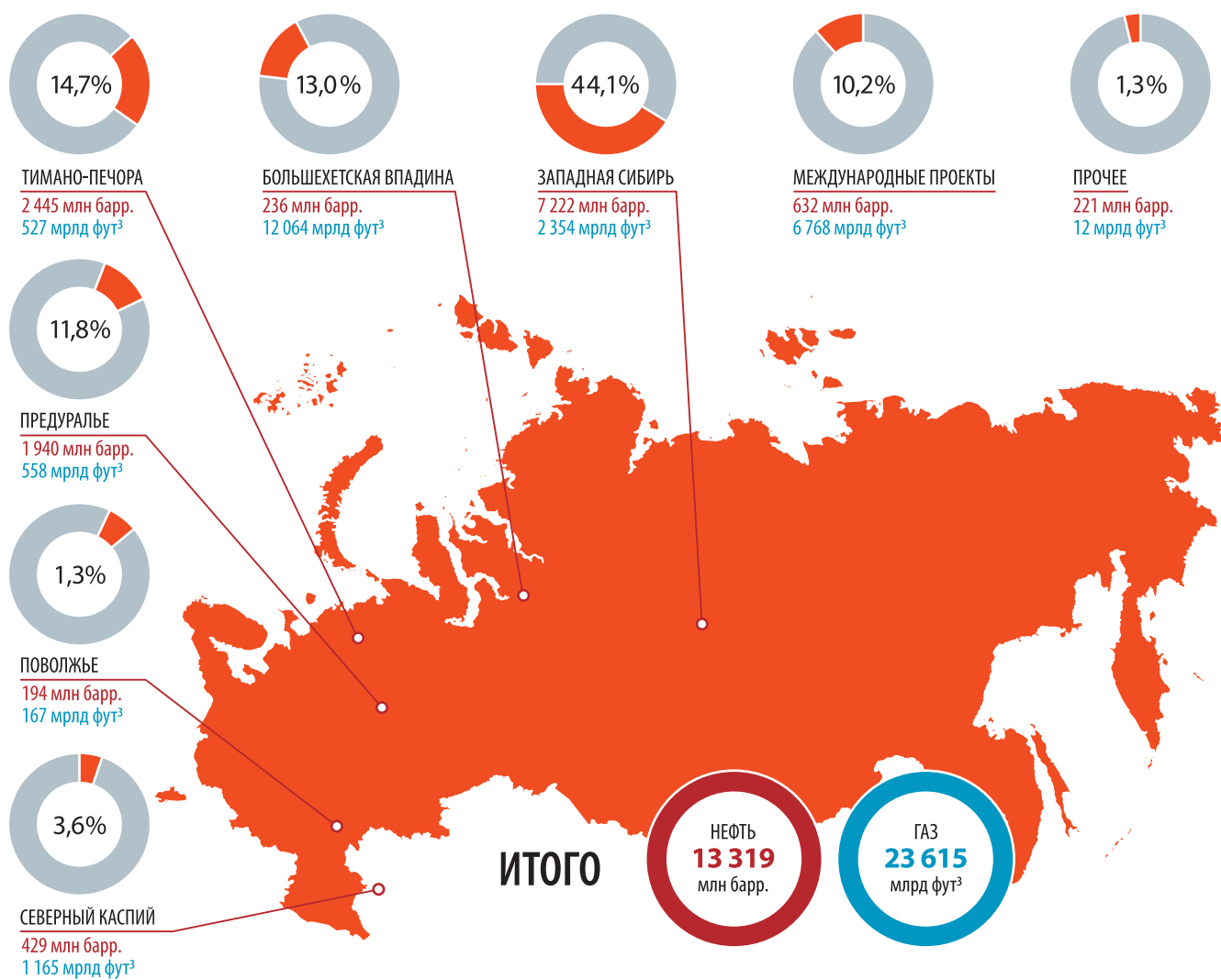
Было зарегистрировано также 16 дополнений к лицензиям с целью продления сроков их действия. Продолжалась работа по внесению изменений и до-

полнений в действующие лицензионные соглашения. За это время было оформлено 35 дополнений, 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

■ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПО РЕГИОНАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» В 2010 ГОДУ





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, ведет постоянный мониторинг новых проектов и активов для приобретения.

СОГЛАСНО ДАННЫМ, АУДИРОВАННЫМ КОМПАНИЕЙ MILLER AND LENTS (США), ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ КОМПАНИИ НА 01.01.2011 Г. СОСТАВИЛИ 17,255 МЛРД БАРР. Н. Э., В ТОМ ЧИСЛЕ 13,319 МЛРД БАРР. НЕФТИ И 23,615 ТРЛН ФУТ³ ГАЗА.

Оценка производилась в соответствии со стандартами Комиссии по ценным бумагам и биржам США (далее — SEC). Компания приняла решение перейти к оценке запасов по стандартам SEC в 2009 году для обеспечения большей прозрачности данных по запасам и их сопоставимости с данными конкурентов.

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. Оценка проводилась с учетом изменений в планах разработки месторождений в соответствии с Программой стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ».

В 2010 году Компания завершила оценку условных ресурсов по классификации PRMS. По неаудированным данным, по состоянию на 01.01.2011 г. условные ресурсы по категории ЗС составляют 10,7 млрд барр. н. э. В перспективе, по мере приближения сроков их

ввода в разработку, выполнения программы по увеличению объемов утилизации газа, а также применения новейших технологий, позволяющих осуществлять рентабельную разработку трудноизвлекаемых запасов, данные объемы нефти и газа будут переведены в запасы.

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 (Западная Сибирь), Узбекистане и Каспийском регионе. 60% доказанных запасов Компании относятся к категории «разрабатываемые» (в том числе 66% запасов нефти и 38% 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.

В 2010 году расширение доказанных запасов углеводородов за счет геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 687 млн барр. н. э., или 82% от годового объема добычи. Из данного объема прирост за счет геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения составил 625 млн барр. н. э., за счет приобретений — 62 млн барр. н. э. Таким образом, органический прирост запасов компенсировал 75% добычи углеводородов

(в том числе 81% по нефти и 44% по газу). Основной органический прирост доказанных запасов нефти был получен в Западной Сибири (68% от суммарного прироста) и в республике Коми (12% от суммарного прироста). По доказанным запасам газа основной органический прирост был получен также в Западной Сибири — 61%, в том числе в Большехетской впадине — 35% от суммарного прироста газа и на международных проектах Кандым — Хаузак — Шады и Карачаганак (30% от суммарного прироста газа).

В результате пересмотра предыдущих оценок в 2010 году доказанные запасы снизились на 102 млн барр. н. э. На пересмотр оценок негативное влияние оказало ухудшение экономических параметров оценки за счет увеличения ставок НДПИ на нефть и свободный газ.

Включение доли Компании в доказанных запасах по месторождению Западная Курна-2 в размере 62 млн барр. н. э. не оказало значительного влияния на общий уровень запасов Компании, так как согласно принятому Предварительному плану разработки были включены лишь объемы, соответствующие первой фазе «Ранняя нефть». В перспективе, при продолжении разбуривания месторождения и начале следующего этапа, Компания планирует значительно увеличить объемы запасов.

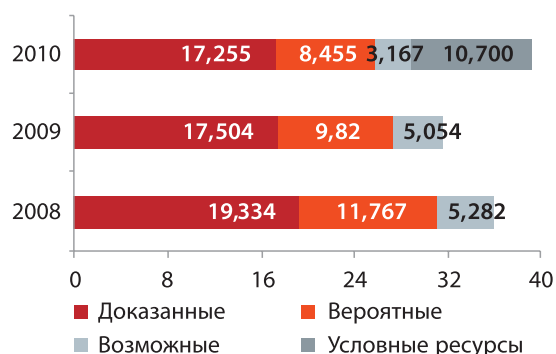
ТАКИМ ОБРАЗОМ, ПО ОБЪЕМАМ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППА «ЛУКОЙЛ» ПРОДОЛЖАЕТ ОСТАВАТЬСЯ ОДНИМ ИЗ ЛИДЕРОВ СРЕДИ РОССИЙСКИХ И МЕЖДУНАРОДНЫХ КОМПАНИЙ. ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ТЕКУЩЕЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» ДОКАЗАННЫМИ ЗАПАСАМИ СОСТАВЛЯЕТ ПОЧТИ 21 ГОД. ПО НЕФТИ ДАННЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ РАВЕН 19 ГОДАМ, ПО ГАЗУ — 31.

■ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

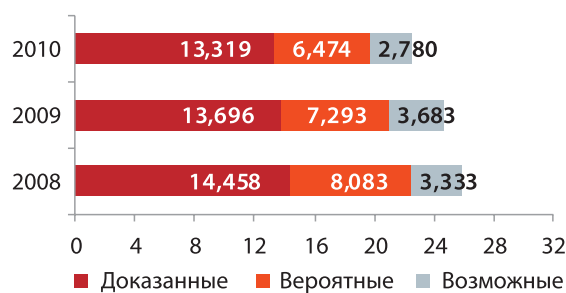
На 1 января 2011 года	Нефть	Газ	Нефть + газ ¹
	млн барр.	млрд фут ³	млн барр. н. э.
Доказанные запасы	13 319	23 615	17 255
в том числе:			
разрабатываемые	8 790	8 882	10 270
неразрабатываемые	4 529	14 733	6 985
Вероятные запасы	6 474	11 888	8 455
Возможные запасы	2 780	2 318	3 167

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

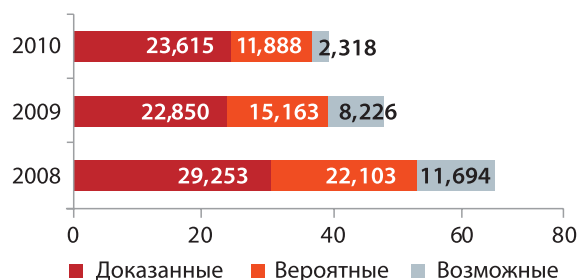
■ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО КАТЕГОРИИ ЗР И УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ, млрд барр. н. э.



■ ЗАПАСЫ НЕФТИ ПО КАТЕГОРИИ ЗР, млрд барр.

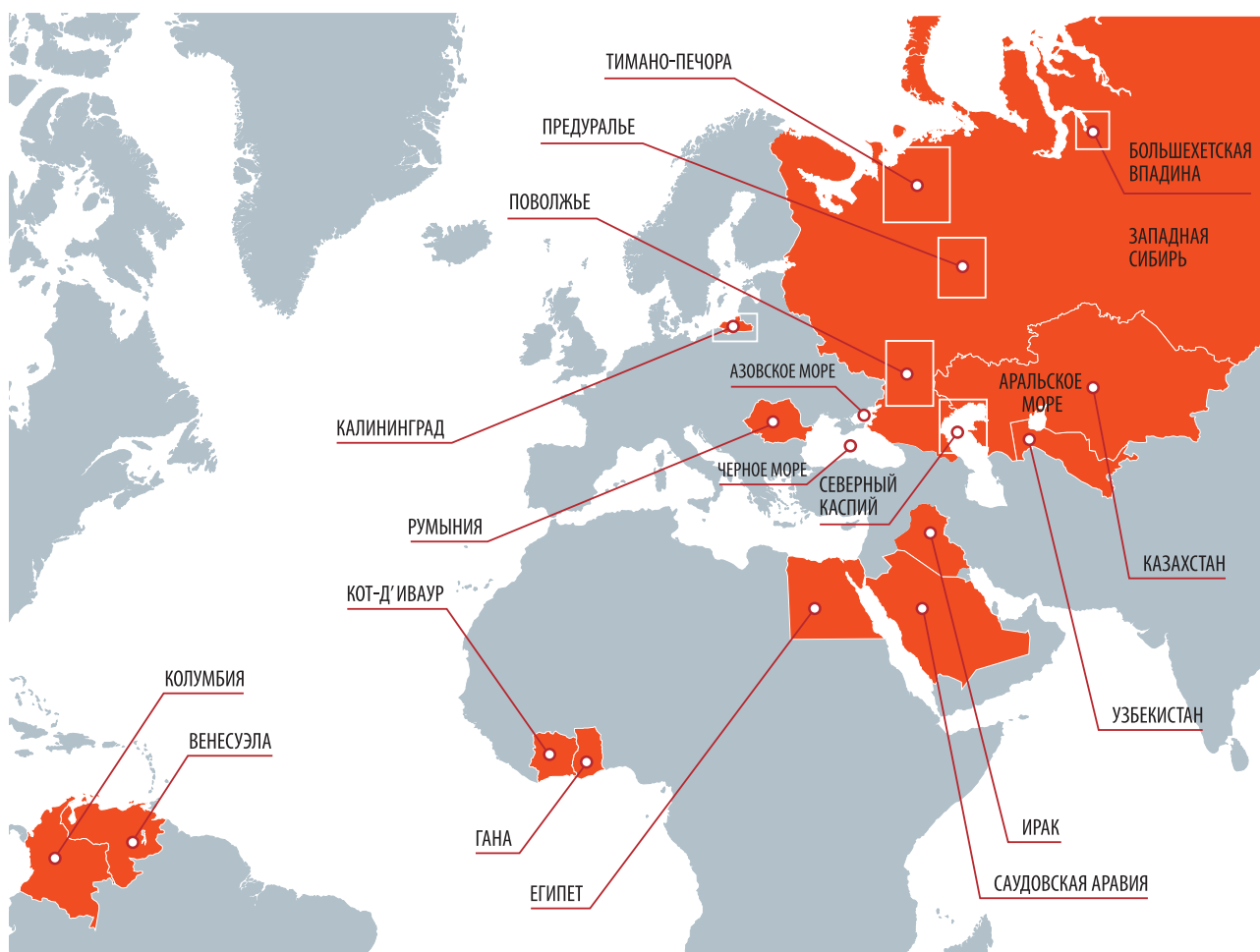


■ ЗАПАСЫ ГАЗА ПО КАТЕГОРИИ ЗР, трлн фут³

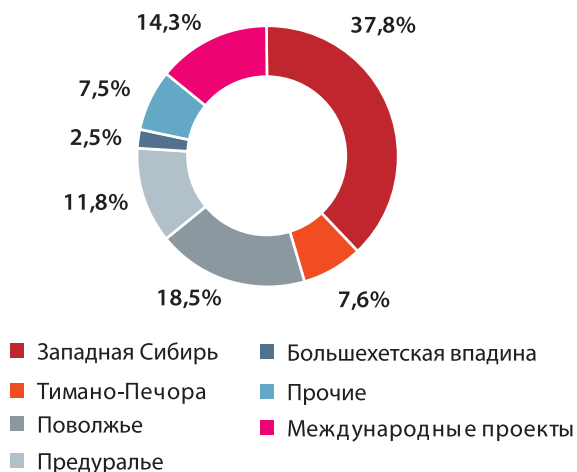


■ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

■ ОСНОВНЫЕ РЕГИОНЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



■ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ (2010)



Организации группы «ЛУКОЙЛ» в 11 странах мира осуществляют геолого-разведочные работы, главной задачей которых является восполнение добычи углеводородов запасами и подготовка сырьевой базы для организации добычи и обеспечения ее ускоренного роста в перспективных регионах как на территории России, так и за рубежом (Тимано-Печора, Северный Каспий, Большехетская впадина, Гана). При проведении геолого-разведочных работ Компания уделяет особое внимание применению современных технологий, что позволяет значительно повысить эффективность геологоразведки.

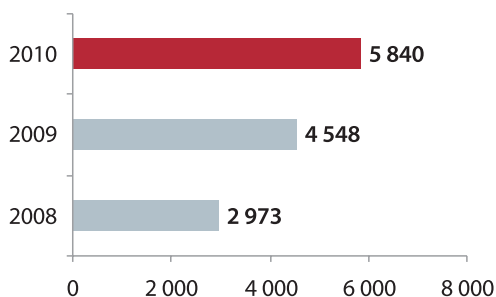
ГЛАВНОЕ ДОСТИЖЕНИЕ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ 2010 ГОДА СВЯЗАНО С ТЕМ, ЧТО НАША КОМПАНИЯ ВПЕРВЫЕ ЗА ВСЮ ИСТОРИЮ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ОТКРЫЛА НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НА ГЛУБОКОВОДНОМ КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ — В АКВАТОРИИ ГВИНЕЙСКОГО ЗАЛИВА (ГАНА). ЭТО ОТКРЫТИЕ СДЕЛАНО В РАМКАХ ПРОЕКТА

ТА СТРДВ НА СТРУКТУРЕ DZATA, РАСПОЛОЖЕННОЙ НА ГЛУБИНЕ ОКОЛО 2 ТЫС. М. ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ — ОКОЛО 4,5 ТЫС. М ОТ УРОВНЯ МОРЯ.

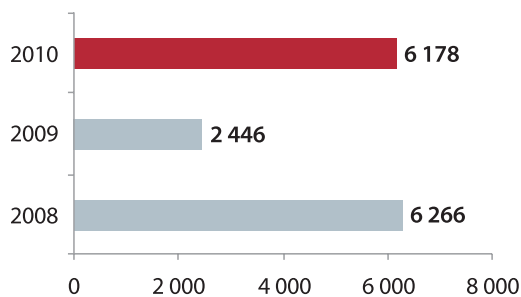
Основные объемы геолого-разведочных работ на нефть и газ были сконцентрированы в районах Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и на международных проектах. Наиболее крупные поисковые проекты — доразведка Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения, поисковые работы на акватории Каспийского моря с целью оценки перспектив нефтегазоносности неоконских отложений Ракушечного месторождения и отложений нижнего мела и юры на структуре Укатная. В 2010 году также продолжались поисковые работы по изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности Денисовской впадины Республике Коми. За рубежом мы вели работы по изучению перспектив нефтегазоносности шельфа Западной Африки, Аральского региона и объектов проекта Рияд (Саудовская Аравия). В остальных регионах деятельности Группы геолого-разведочные работы проводились с целью подготовки, опосредования новых перспективных объектов и доразведки открытых месторождений.

В 2010 году для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах Компания значительно увеличила объемы сейсморазведочных работ 2D, которые составили 6 178 км по сравнению с 2 446 км в 2009 году. 17% работ пришлось на международные проекты в связи с расширением деятельности Компании за рубежом. Объем сейсморазведочных работ 3D также увеличился и достиг 5 840 км², при этом 30% работ пришлось на международные проекты. За последние годы выросли качество таких работ, быстрота обработки и интерпретации данных. Это связано в первую очередь с внедрением новейших информационных технологий.

■ СЕЙСМОРАЗВЕДКА 3D, км²



■ СЕЙСМОРАЗВЕДКА 2D, км



**БЛАГОДАря ВЫСОКОМУ КАЧЕСТВУ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
УСПЕШНОСТЬ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ
ПО ГРУППЕ СТАБИЛЬНО ПРЕВЫШАЕТ УРОВЕНЬ В 70%.**

При проведении сейсморазведочных работ организации группы «ЛУКОЙЛ» постепенно переходят на более плотные и широкоазимутальные системы наблюдений с целью повышения информативности получаемых данных и надежности прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, включая их трещиноватость. По технологии широкоазимутальной сейсморазведки 3D отрабатываются съемки на Центрально-Астраханском, Россохинском, Северо-Возейском и Средне-Назымском месторождениях.

Объем электроразведки составил 793 км. Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 8 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2010 году составила 118,8 тыс. м. Эффективность геолого-разведочных работ составила 1 143 т у. т. на метр проходки в бурении. За 2010 год закончены строительством 32 поисково-разведочных скважины, из них продуктивных — 22.

В 2010 году открыто 6 месторождений (Ольгинское в Татарстане, Дулеповское в Пермском крае, Юго-Восточный Кызылбайрак и Западно-Аральское в Узбекистане, Arcadia в Египте и Dzata в Гане), а также 25 новых залежей нефти на месторождениях в Западной Сибири и Пермском крае.

Увеличение доказанных запасов по стандартам SEC в результате геолого-разведочных работ и получения дополнительной информации при осуществлении эксплуатационного бурения составило 625 млн барр. н. э. Основной органический прирост доказанных запасов нефти был получен в Западной Сибири

(68% от суммарного прироста) и в республике Коми (12% от суммарного прироста). По доказанным запасам газа основной органический прирост был получен также в Западной Сибири — 61%, в том числе в Большехетской впадине — 35% от суммарного прироста газа и на международных проектах Кандым — Хаузак — Шады и Карачаганак (30% от суммарного прироста газа). Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2010 году составили 435 млн долл.

РОССИЯ

В 2010 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 102 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D — 5 076 км, объем сейсморазведочных работ 3D — 4 116 км². Затраты на геологоразведку составили 236 млн долл.

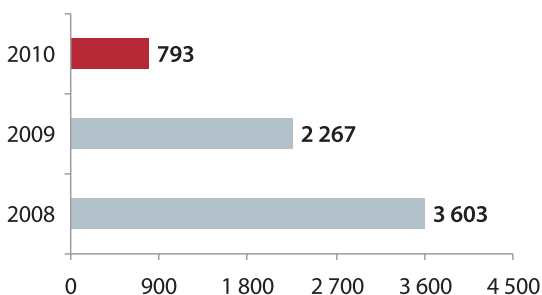
Западная Сибирь

ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ — ЮГРА

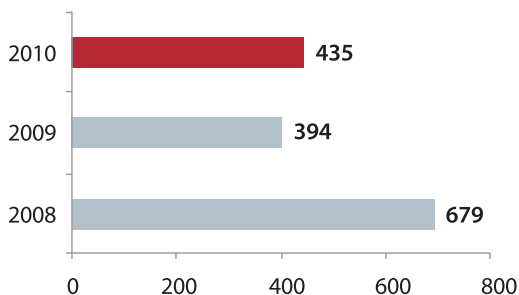
Ханты-Мансийский автономный округ — Югра является основным регионом нефтедобычи группой «ЛУКОЙЛ». Проведение здесь геолого-разведочных работ направлено прежде всего на воспроизводство сырьевой базы для обеспечения текущей добычи Группы. Несмотря на высокий уровень разведанности запасов, геолого-разведочные работы в этом регионе отличаются высокой эффективностью и результативностью.

В 2010 году проходка в разведочном бурении составила 44,9 тыс. м. Закончено строительством 9 скважин, из них 7 продуктивных. Коэффициент успешности разведочного бурения составил 78%. Важнейшей

■ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА, км



■ ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГОРАЗВЕДКУ млн долл.





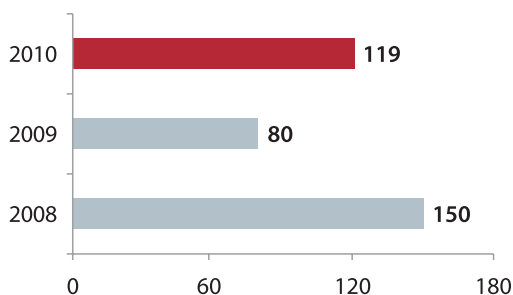
задачей, которая решалась в отчетном периоде, было изучение нефтегазоносности неокомских, ачимовских и юрских отложений в пределах выявленных объектов. Объем сейсморазведочных работ 2D в регионе составил 499 км, сейсморазведочных работ 3D — 2 415 км². Основные объемы работ проводились в периферийных частях крупных месторождений, с которыми связаны перспективы уточнения контуров нефтегазоносности и прогноз нефтенасыщенных толщин для постановки эксплуатационного бурения. На приобретенных в 2009 году Восточно-Каюмовских участках выполнена сейсморазведка 3D в размере 275 км².

На территории региона в 2010 году было открыто 14 новых залежей на ранее открытых месторождениях.

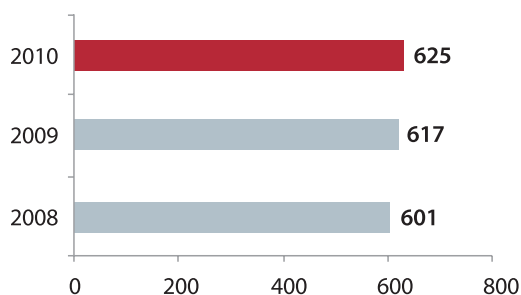
Основной прирост запасов нефти получен на Мишаевском, Покачевском и Ватьеганском месторождениях в результате проведения сейсморазведочных работ 3D и разведочного бурения. Доказанные запасы углеводородов Компании в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре по стандартам SEC составили 7,6 млрд барр. н. э. На ряде месторождений были получены значительные притоки нефти.

При испытании ачимовских отложений получен приток нефти дебитом 0,18 тыс. барр./сут. На Южно-Покачевском месторождении получен приток нефти дебитом 0,16 тыс. барр./сут. На Кочевском месторождении после ГРП получен приток безводной нефти дебитом 1,01 тыс. барр./сут. Бурение и испытание скважин проводилось также на Восточно-

■ ПРОХОДКА В РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ, тыс. м



■ УВЕЛИЧЕНИЕ/ОТКРЫТИЕ НОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, млн барр. н. э.



Перевальном, Западно-Котухтинском, Апрельском и Большом лицензионных участках. Во всех скважинах получены притоки нефти, на Восточно-Перевальном месторождении — 0,32 тыс. барр./сут.

Ямало-Ненецкий автономный округ

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

Сейсморазведочные работы 2D в объеме 700 км были выполнены на Находкинском лицензионном участке с целью поисков неантиклинальных ловушек в меловых отложениях.

По состоянию на конец 2010 года доказанные запасы углеводородов на месторождениях Компании в Большехетской впадине выросли на 5,5% по сравнению с 2009 годом и составили 2,2 млрд барр. н. э. (более 13% от доказанных запасов углеводородов группы «ЛУКОЙЛ»).

Тимано-Печора

Тимано-Печорская провинция (Ненецкий автономный округ и Республика Коми) является для Компании перспективным регионом нефтедобычи. Регион малоизучен, обладает высоким потенциалом открытия новых запасов. В 2010 году Компания уделяла большое внимание геолого-разведочным работам в этом регионе. Для уточнения геологических моделей залежей были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 1 066 км и сейсморазведочные работы 3D — в объеме 813 км². Объем разведочного бурения составил 9,4 тыс. м.

В **Республике Коми** было проведено поисково разведочное бурение в объеме 9,4 тыс. м. На Баяндыском месторождении закончены строительством 2 скважины, обе продуктивные. Успешность бурения составила 100%. При испытании получен приток нефти дебитом 0,2 тыс. барр./сут и 1,0 тыс. барр./сут соответственно. Обе скважины введены в эксплуатацию.

В **Ненецком автономном округе** на Ошском месторождении завершено испытание разведочной скважины, получен приток нефти дебитом 2,7 тыс. барр./сут. Сейсморазведочные работы 2D выполнены в объеме 710 км на Южно-Тэдинском и Предтиманском участках, 3D в объеме 776 км² на Южно-Хорейверском, Восточно-Тэдинском участках, на Вангурейяхинской

площади. Частично выполнены объемы сейсморазведки 3D в объеме 128 км² на южной части Денисовской впадины.



Увеличение доказанных запасов нефти в 2010 году по международным стандартам в результате геолого-разведочных работ и получения дополнительной информации при осуществлении эксплуатационного бурения в Тимано-Печоре составило 78 млн барр.

В рамках деятельности ООО «**Нарьянмарнефтегаз**» (совместное предприятие группы «ЛУКОЙЛ» и компании ConocoPhillips) начаты работы по повторному испытанию разведочной скважины с целью определения возможности добычи залежи высоковязкой нефти в карбонатных отложениях. Первоначально дебит нефти составил 0,2 тыс. барр./сут.

Предуралье

Для Компании Предуралье является традиционным регионом добычи, который характеризуется высокой степенью разведанности запасов. Для решения основных геологических задач в 2010 году в регионе был отработан 61 км сейсмопрофилей 2D и 768 км² 3D. Проходка в разведочном бурении составила 13,9 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.



В **Пермском крае** закончены строительством 3 скважины, завершены бурением и начаты испытанием 2 скважины на Енапаевской и на Забродовской площадях. Во всех скважинах при испытании получена нефть в продуктивных пластах дебитами от 0,1 до 0,2 тыс. барр./сут. Успешность поисковых работ составила 100%. В 2010 году было открыто новое месторождение — Дулеповское, на котором, в результате испытания получен приток нефти в объеме 0,2 тыс. барр./сут.

Поволжье (суша)

Поволжье также является традиционным регионом добычи углеводородов для группы «ЛУКОЙЛ». Этот регион хорошо изучен с геологической точки зрения. Проходка в разведочном бурении составила 19,5 тыс. м. В 2010 году в **Волгоградской области** было выполнено 1 385 км сейсморазведочных работ 2D, 593 км — электроразведочных и 100 км геохимических исследований. На Бешкульском месторождении начато бурение разведочной скважины.

На Немировском месторождении закончена строительством разведочная скважина, на которой при испытании был получен промышленный приток нефти 0,4 тыс. барр./сут. Скважина передана в эксплуатацию. На Центрально-Астраханском месторождении начато бурение разведочной скважины с целью уточнения строения месторождения и перевода запасов в промышленную категорию. В северной части место-

рождения начаты сейсморазведочные работы 3D. Объем выполненных работ в 2010 году составил 45 км².

В **Республике Татарстан** проводились бурение и испытание скважин на Агрызском, Мензелинском и Озерном лицензионных участках. Закончена строительством одна поисковая скважина на Южно-Ижевской структуре, открыто новое месторождение — Ольгинское. При испытании отложений заволжского горизонта верхнего девона получен приток нефти 0,61 тыс. барр./сут. Извлекаемые запасы нефти категории C1 составили 1,4 млн т.

Сейсморазведочные работы 2D выполнены в объеме 301,3 км на Мензелинском лицензионном участке.

Северный Каспий

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

На **акватории Каспия** закончено бурение скважины № 7 на Ракушечном месторождении. По результатам полученных данных прирост запасов категории C1 на месторождении составил 621 млрд фут³ природного газа, конденсата — 2,7 млн барр. н. э. На Центрально-Каспийском лицензионном участке выполнены сейсморазведочные работы 2D, отработано 500 км и выполнены электроразведочные работы в объеме 200 км.

В рамках деятельности ООО «Каспийская нефтяная компания», в которой ОАО «ЛУКОЙЛ» принадлежит 49,89% (49,89% у дочернего общества ОАО «НК «Роснефть», оставшаяся доля — у ОАО «Газпром»), пробурена поисковая скважина на структуре Укатная. В отложениях средней юры вскрыт нефтегазопродуктивный пласт. Залежь приурочена к тонкослоистым среднемерзлостным песчанникам. При испытании пласта получены притоки нефти, газа и воды, открыта непромышленная залежь углеводородов.

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 выполнены сейсморазведочные работы 2D в объеме 414 км. Выполнена обработка и начата интерпретация полученных сейсмических материалов.

После открытия ООО «НК «Приазовнефть» в 2007 году месторождения Новое в акватории Азовского моря было принято совместное решение с ОАО «НК «Роснефть» о проведении дополнительных геолого-разведочных работ по изучению центральной части лицензионного участка.

Калининградская область

В 2010 году организации группы «ЛУКОЙЛ» проводили геолого-разведочные работы как на суше Калининградской области, так и на шельфе Балтийского моря. В акватории Балтийского моря была начата подготовка к бурению первой поисковой скважины.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

В рамках стратегии интенсивного развития международной деятельности в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» основной задачей геолого-разведочных работ, проводимых за рубежом, является подготовка сырьевой базы для скорейшей организации добычи. В 2010 году проходка в разведочном бурении по проектам, в которых участвует Группа, составила 17,3 тыс. м. Доля Компании в объеме сейсморазведочных работ 2D по международным проектам составила 1 102 км, 3D — 1 724 км². Затраты на геологоразведку составили 199 млн долл.

По состоянию на конец 2010 года группа «ЛУКОЙЛ» вела геолого-разведочные работы в 9 странах мира за пределами России – в Колумбии, Казахстане, Саудовской Аравии, Узбекистане, Кот-д'Ивуаре, Гане, Египте, Венесуэле и осуществляла подготовку к добыче в Ираке. Закончено строительство 7 скважин, из них 4 продуктивные. Успешность поисково-разведочного бурения — 57%.

На блоке **СТРДВ** в **Республике Гана** (доля участия организации Группы — 56,66%) в 2010 году завершена бурением скважина Dzata-1, пробуренная до глубины 4,5 тыс. м от уровня моря. Она открыла нефтегазоконденсатное месторождение и подтвердила наличие нефтегазоносной системы в блоке. Основной песчаный коллектор содержит газ и легкую нефть. Скважина пробурена с помощью полупогружной платформы для глубоководного бурения с системой динамического позиционирования. В 2010 году был утвержден план оценки месторождения с целью определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, характера насыщения и геометризации залежей. Проведенные расчеты показывают экономическую целесообразность освоения месторождения. Основные риски связаны с подтверждением запасов и получением коммерческих дебитов. Компания проводит подготовку к проведению геолого-разведочных работ на дополнительных объектах, расположенных на территории блока, по результатам оценки которых планируется наращивание сырьевой базы и улучшение экономических показателей проекта.



ЛУКОЙЛ стал первой российской компанией, открывшей нефтегазовое месторождение на глубоководном континентальном склоне. Применение новых технологий позволяет Компании оставаться в лидерах нефтегазовой отрасли.

Открытие на структуре Dzata подтверждает высокую перспективность глубоководного шельфа Ганы и создает возможность эффективного освоения углеводородных ресурсов с применением передовых технологий.

В **Кот-д'Ивуаре на блоке CI-401** завершена бурением скважина Orca-1. Она пробурена до глубины 4 000 м. По результатам бурения получены прямые признаки нефтегазонасыщенности кампанского и туронского ярусов, отобрана проба безводной нефти. Геологические результаты бурения скважины Orca-1 открывают перспективы поисков литолого-стратиграфических залежей в туронском комплексе пород на блоке CI-401.

На **блоке 205 в Кот-д'Ивуаре** подготовлен и принят паспорт на объект Какао. Утверждены геологические ресурсы углеводородов по туронскому фановому комплексу в объеме 147,3 млн т нефти и 31,3 млрд м³ газа. Бурение скважины планируется в 2011 году.

По проекту **Рияд (Блок А) в Саудовской Аравии** завершено бурение скважины Тухман-4 в отложениях формации Шаравра, при испытании отложений формации Унайза получен незначительный приток газа и конденсата. Скважина законсервирована для подбора технологии работ по интенсификации притока. В скважине Файдах-2 проведены работы по дополнительному испытанию среднего и верхнего интервала формации Сара. Текущий дебит по газу — 53 тыс. м³/сут. Скважина законсервирована для подбора технологии работ по интенсификации притока.

По проекту **Кондор в Колумбии** в 2010 году проведена интерпретация 3D сейсмических данных в объеме 674 км² по району структур Восточное-Гуавио и Кумораль.

В конце 2009 года начался первый этап подготовительных работ к бурению скважины Амарильо-1, параллельно ведется поиск соинвестора на бурение скважины. Начаты также подготовка оценки воздействия на окружающую среду и процедура получения экологической лицензии.

По проекту **Арал в узбекской части Аральского моря** Консорциумом инвесторов (доля Группы — 20%) завершена бурением первая поисковая скважина WAEх-1. Забой скважины составил 3,3 км.

По результатам бурения открыто многопластовое месторождение с газоконденсатными залежами в отложениях средней юры. Максимальный приток газа составил 319,5 тыс. м³/сут.

В **Узбекистане по Кунградскому блоку** проводилась подготовка к бурению скважины Шеге-1.

По проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** на западном куполе структуры Юго-Восточный Кызыл-байрак завершена бурением скважина. Она пробурена до глубины 2,521 м. Вскрыты верхнеюрские перспективные отложения. Получен приток газа дебитом 442 тыс. м³/сут. В 2011 году ожидается завершить бурение поисково-разведочной скважины Шамолтегмас-4 с целью перевода запасов категории C2 в C1 на месторождении Кызыл-Байрак. Проектная глубина скважины — 350 м.

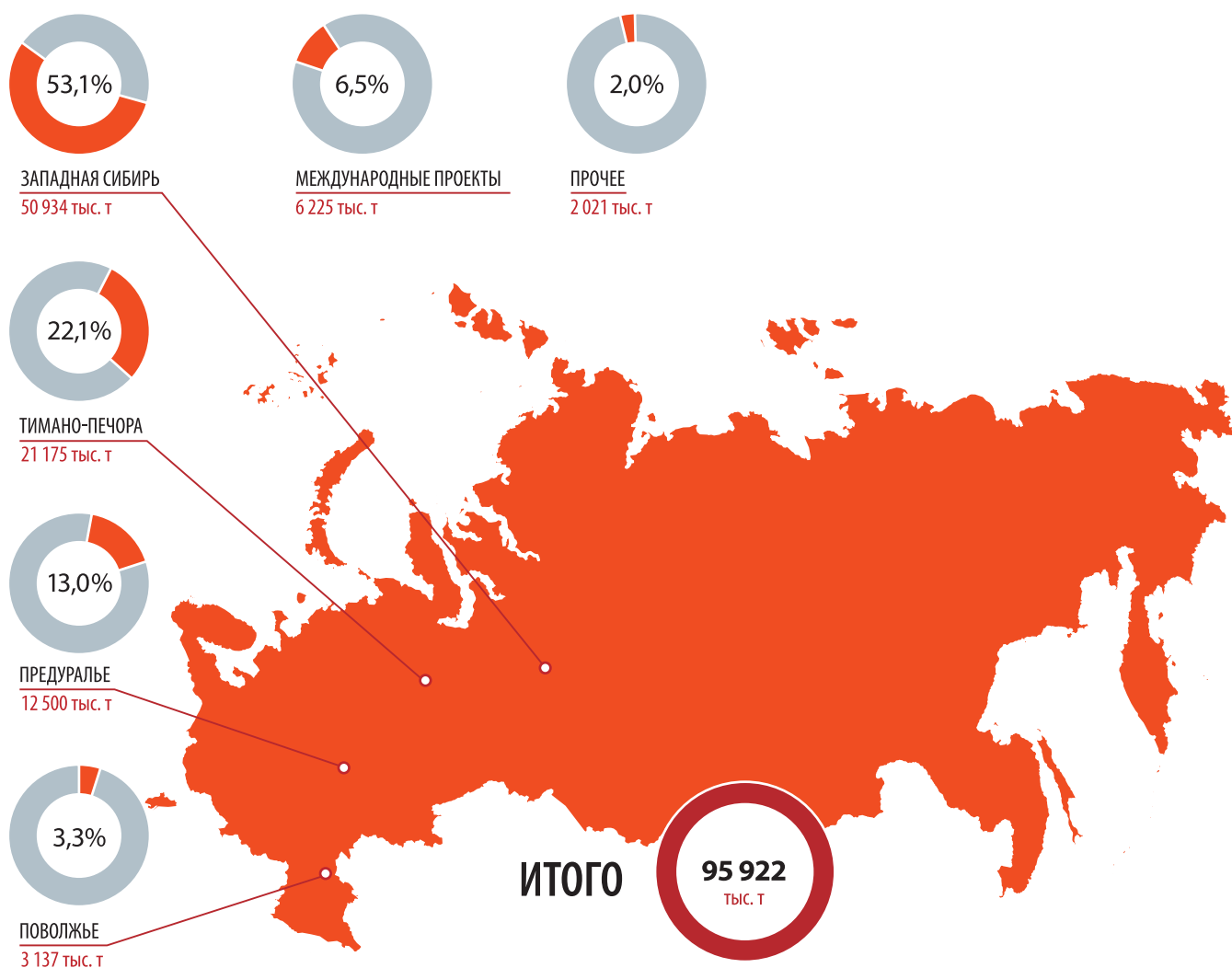
В казахстанской части **акватории Каспийского моря** по проекту **Тюб-Караган** проводилась подготовка к бурению скважины. Геологические ресурсы структуры составили 317,6 млн т у. т. по российской классификации.

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. Пробурена наклонно направленная скважина WEEM E-A-1 глубиной 1 829 м. Скважина вскрыла более 30 м нефтенасыщенных коллекторов, из основного объекта Nubia получен приток нефти дебитом 1,1 тыс. барр./сут. Скважина вскрыла приконтурную зону залежи. Завершено бурение скважины WAE-2. Проектная глубина — 2 324 м, фактический забой скважины составил 2 658 м. Скважина вскрыла целевые горизонты Matulla и Nubia в опущенной части блока без выявления продуктивности. Осуществлена консервация скважины до принятия решения на основе результатов 3D-сеймики.

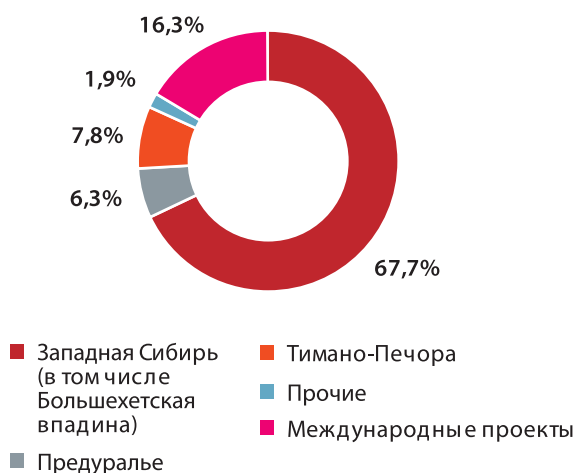
В 2010 году Компания победила в тендере на право разведки и разработки черноморских оффшорных блоков Est Rapsodia и Trident в **Румынии**. С целью уточнения геологического строения блоков планируется проведение сейсморазведочных работ 3D. С Национальным агентством по минеральным ресурсам Румынии готовится к подписанию соответствующее концессионное соглашение. Для управления проектом в Румынии будет открыто представительство ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА НЕФТИ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ»



■ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ (2010)



ДОБЫЧА НЕФТИ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» (С УЧЕТОМ ДОЛИ В ДОБЫЧЕ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМОЙ ЗАВИСИМЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ) В 2010 ГОДУ СОСТАВИЛА 95 992 ТЫС. Т (1 940 ТЫС. БАРР/СУТ).

Среднесуточная добыча нефти сократилась на 1,6% по сравнению с уровнем 2009 года. В 2010 году на показателях негативно сказалось снижение добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, обеспечивающих 53% общей добычи Компании. Снижение связано в первую очередь с объективными изменениями в структуре извлекаемых запасов. **За счет применения новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов и бурения горизонтальных скважин Компании удалось снизить темпы падения в регионе с 5,7% в 2009 году до 3,8% в 2010 году.** Необходимо также отметить, что группа «ЛУКОЙЛ» успешно справляется с возникшей в регионе несколько лет назад проблемой ограничения энергоснабжения со стороны поставщиков. Компания планомерно строит и вводит в эксплуатацию на месторождениях собственные

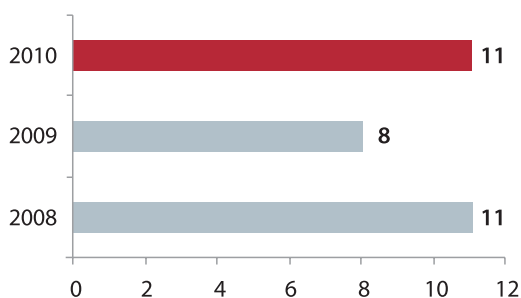
электрогенерирующие мощности, что уже в настоящее время позволило практически полностью решить эту проблему.

Основным достижением Компании в 2010 году стало начало добычи нефти на **месторождении им. Ю. Корчагина**. Максимальный уровень добычи нефти прогнозируется на уровне около 2,4 млн т/год, газа — 1 млрд м³/год. Месторождение им. Ю. Корчагина стало первым из целой группы месторождений, расположенных в российской части акватории Каспийского моря, введенным Компанией в эксплуатацию. Разработку месторождения предусмотрено осуществлять системой горизонтальных скважин сверхпротяженной длины более 5 км, что является уникальным для Российской Федерации. При строительстве горизонтального участка ствола планируется проводить каротаж в процессе бурения. Радиальное размещение скважин позволит добыть одновременно вскрытия всех продуктивных пластов.

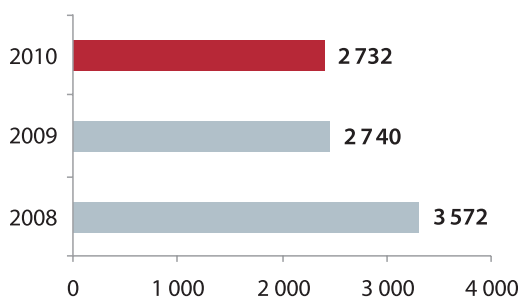
Компания продолжила работу по повышению эффективности разработки месторождений и сдерживанию эксплуатационных затрат. Для выполнения программы добычи нефти в 2010 году добывающими обществами группы «ЛУКОЙЛ» был осуществлен комплекс мероприятий по повышению производительности добывающих скважин и нефтеотдачи пластов. В итоге, несмотря на рост инфляции в России на 8,7% и реальное укрепление рубля на 11,6%, затраты на разработку месторождений выросли на 4,0% по сравнению с 2009 годом и составили 4 599 млн долл.

В 2010 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществлялась на 355 месторождениях в России и 11 проектах за рубежом. За год в разработку введено 11 новых месторождений — Северо-Покамасовское, Мишаевское, Свободное, Тимеровское, Ольгинское, Лензитское (Западная Сибирь), им. Ю. Корчагина

■ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, шт.



■ ПРОХОДКА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ, тыс. м



(Поволжье), Шароновское, Преображенское (Предуралье), Ольгинское и им. Ю. Россихина (Тимано-Печора). В отчетном периоде максимальные приросты добычи нефти (более 200 тыс. т) достигнуты на 4-х месторождениях — Баядынском и Усинском в Тимано-Печоре, Кечимовском и Урьевском в Западной Сибири.

По состоянию на 01.01.2011 г. эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составил 30,34 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию — 25,99 тыс.), фонд нагнетательных скважин — 10,32 тыс. (в том числе под закачкой — 8,12 тыс.). По сравнению с 2009 годом эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 2,0%. Доля неработающего фонда в эксплуатационном осталась практически неизменной по сравнению с концом 2009 года и составила 14,3%. Средний дебит нефтяных скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 14,5 т/сут.

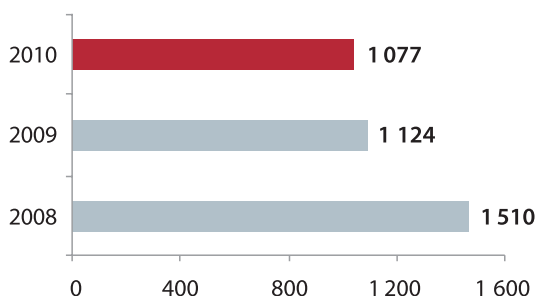
В отчетном периоде объемы проходки в эксплуатационном бурении практически не изменились и составили 2 732 тыс. м, что на 0,3% меньше показателя 2009 года. В эксплуатацию введено 1 077 новых добывающих скважин, в том числе 101 горизонтальная. В связи с высокой эффективностью бурения горизонтальных скважин Компания планирует в среднесрочной перспективе наращивать их количество. Средний дебит новых скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 35,8 т/сут, в том числе средний дебит новых горизонтальных скважин — 156,6 т/сут. Дебит по новым скважинам вырос на 3% по сравнению с 2009 годом за счет повышения качества геологических и гидродинамических моделей и их активного использования при постановке эксплуатационного бурения, а также за счет продолжающейся работы по совершенствованию технологий заканчивания скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТРАЕКТОРИЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИН С УТОЧНЕНИЕМ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАБОЙНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ОБЕСПЕЧИТЬ МАКСИМАЛЬНЫЙ КОНТАКТ СТВОЛА СКВАЖИНЫ С КОЛЛЕКТОРОМ, ПОЗВОЛИЛИ УВЕЛИЧИТЬ СРЕДНИЙ ДЕБИТ НЕФТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В 2,3 РАЗА ПО СРАВНЕНИЮ С 2009 ГОДОМ.

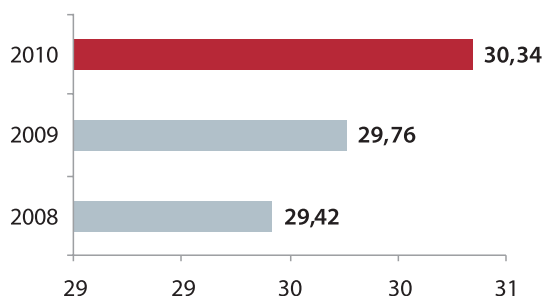
В отчетном году Компания увеличила технологическую эффективность по бурению вторых стволов на 17,3%, при этом сократив на 15,2% объемы работ на территории Российской Федерации по сравнению с уровнем 2009 года. Рост эффективности в первую очередь связан с повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения вторых стволов. Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти. В 2010 году вторые стволы были пробурены в 224 скважинах со средним приростом дебита 19,7 т/сут.

Эффективность работ по гидравлическому разрыву пласта на скважинах Компании в 2010 году сопоставима с аналогичным показателем 2009 года. Сохранение величины прироста дебита нефти от проведения гидроразрыва пласта стало возможным благодаря проделанной работе в области совершенствования проектирования, выбора скважин-кандидатов с использованием постоянно действующих гидро-динамических моделей, усиления контроля за качеством применяемых сервисными компаниями материалов и реагентов.

■ ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, шт.



■ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, тыс. шт.





В 2010 было проведено 4 869 операций по воздействию на продуктивные пласты физическими, химическими, гидродинамическими и тепловыми методами (см. раздел «Технологии в сфере геологоразведки и добычи» на стр. 78). Дополнительная добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи пластов в России составила 22,1 млн т, или 25% от суммарной добычи Группы в стране.

РОССИЯ

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» на территории России в 2010 году составила 89 767 тыс. т, в том числе дочерними обществами было добыто 89 431 тыс. т.

В 2010 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России осуществлялась на 355 месторожде-

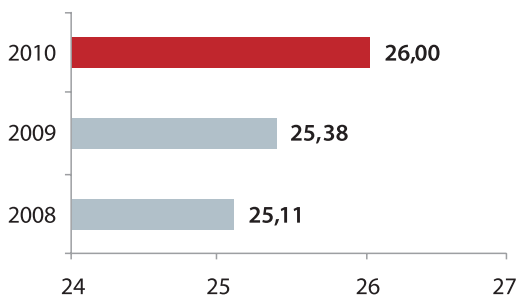
ниях. Объемы эксплуатационного бурения в России незначительно сократились и составили 2 286 тыс. м. Эксплуатационный фонд скважин на конец 2010 года составлял 28,61 тыс. скважин, в том числе 24,42 тыс. дающих продукцию.

Западная Сибирь

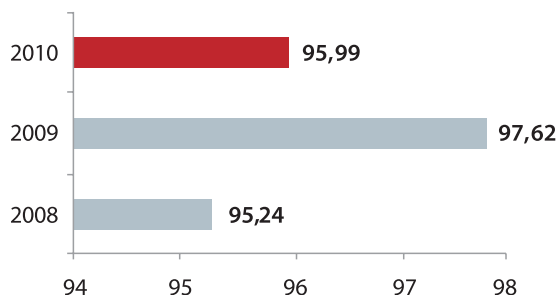
В отчетном году 56,7% добычи группой «ЛУКОЙЛ» на территории России обеспечили месторождения Западной Сибири. Добыча в регионе несколько снизилась по сравнению с 2009 годом и составила 50,93 млн т. За счет применения новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов и бурения горизонтальных скважин Компании удалось снизить темпы падения в регионе с 5,7% в 2009 году до 3,8% в 2010 году. Компания намерена и в дальнейшем концентрировать свои усилия на стабилизации добычи в основных регионах деятельности, увеличивая инвестиции в разработку новейших технологий и повышение эффективности месторождений.

Задача стабилизации добычи 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. Группа борется с этим, используя самые передовые технологии, позволяющие существенно повысить коэффициент извлечения нефти и добывать нефть из низкопродуктивных 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. 58).

■ ФОНД НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, ДАЮЩИХ ПРОДУКЦИЮ, тыс. м



■ ДОБЫЧА НЕФТИ, млн т



Несмотря на длительный срок разработки региона, некоторые месторождения Компании в Западной Сибири продолжают наращивать добычу нефти. Таковы, например, Кечимовское и Урьевское месторождения, показывающие не первый год значительные приросты добычи нефти.

Добыча нефти на **Кечимовском месторождении**, введенном в эксплуатацию в 1995 году, выросла по сравнению с 2009 годом на 30,2%, до 2,01 млн т. Увеличение добычи было обеспечено за счет эксплуатационного бурения: в эксплуатацию введены 102 новые скважины со средним дебитом 32,8 т/сут нефти, в том числе 27 горизонтальных со средним дебитом 61,9 т/сут. Добыча нефти по новым скважинам за отчетный период составила 530,8 тыс. т. Кроме того, на рост добычи повлияли, введенные в эксплуатацию в 2009 году скважины (92 скважины со средним дебитом 27,9 т/сут, мощностью 644,3 тыс. т/год), отработавшие в отчетном периоде полный календарный год. Продолжалась работа по формированию системы поддержания пластового давления: в отчетном году введено под закачку 49 новых нагнетательных скважин.

Кечимовское месторождение является одним из крупнейших инвестиционных проектов Компании в Западно-Сибирском регионе: проектный уточненный фонд скважин, оставшийся для бурения, по состоянию на 01.01.2011 г. составляет 361 скважину, в том числе 270 нефтяных и 91 нагнетательная.



Добыча нефти на **Урьевском месторождении**, введенном в эксплуатацию в 1978 году, выросла на 9,3%, до 2,86 млн т. Увеличение добычи обеспечено за счет эксплуатационного бурения: в эксплуатацию введены 83 новые скважины со средним дебитом нефти 25,7 т/сут, в том числе 2 горизонтальных со средним дебитом нефти 59,1 т/сут. Добыча нефти по новым скважинам за отчетный период составила 352,3 тыс. т. Для поддержания уровня добычи по переходящему фонду скважин в 2010 году на месторождении пробурено 12 вторых стволов со средним приростом де-

бита нефти 12,5 т/сут, что позволило дополнительно добыть 20,7 тыс. т нефти. Была продолжена работа по формированию системы поддержания пластового давления, в отчетном году введено под закачку 29 новых нагнетательных скважин.

Проектный фонд скважин, оставшийся для бурения, по состоянию на 01.01.2011 г. составляет 843 скважины. Отраслевой программой развития бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» предусмотрено сохранение высоких темпов эксплуатационного бурения на Урьевском месторождении и, как следствие, дальнейшее увеличение уровня добычи нефти.

Тимано-Печора

В 2010 году Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обеспечила 23,6% добычи Компании в России. Добыча в этом регионе несколько сократилась и составила 21,18 млн т. Несмотря на сокращение добычи в регионе, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция продолжает обладать значительным потенциалом. За счет разработки месторождений с помощью новых технологий Компания планирует ускорить ввод в разработку запасов тяжелой нефти, на которые пришлось 4,3% всех доказанных запасов углеводородов Компании. Большая часть запасов тяжелой нефти Компании располагается в Тимано-Печоре на Ярегском и Усинском месторождениях.

Ярегское месторождение высоковязкой нефти обладает доказанными запасами по стандартам SEC в размере 315 млн барр. Для его разработки необходимо применение новых технологий. Добыча на месторождении осуществляется в основном шахтным способом. С 2005 года на Ярегской площади месторождения ведутся опытно-промышленные работы по испытанию и освоению новой технологии разработки с поверхности горизонтальными скважинами с применением теплоносителя. Целью опытных работ является освоение различных технических и технологических аспектов использования горизонтальных скважин в качестве нагнетательных и эксплуатационных. Выбранная технология аналогична методу SAGD (термогравитационное дренирование пластов), применяемому на битуминозных песках в Атабаске (Канада). На опытно-промышленном участке № 3 согласно этой технологии пробурены три пары горизонтальных скважин с длиной горизонтальной части ствола 250—300 м. Дальнейшая отработка технологии SAGD заключается в непрерывной закачке пара в верхнюю нагнетательную скважину и отборе нефти из нижней добывающей скважины. При этом в пласте должна образовываться паровая камера, на стенках которой конденсируется пар, который вместе с нефтью стекает в добывающую скважину за счет гравитации.



В 2010 году на Лыаельской площади Ярегского месторождения в рамках применения технологии термогравитационного дренирования пласта были пробурены три добывающие горизонтальные скважины с длиной горизонтальной части ствола 1 000 м. Промышленное применение метода термогравитационного дренирования пластов позволит ввести в разработку недренируемые запасы и повысить уровень добычи нефти на Ярегском месторождении в целом.

Максимальные приросты добычи нефти (более 200 тыс. т) в Тимано-Печорском регионе достигнуты по 2 месторождениям — Усинскому и Баяндыскому.

В 2010 году по сравнению с предыдущим годом прирост добычи нефти по **Усинскому месторождению** составил 210,7 тыс. т (+10,0%). Увеличение добычи по месторождению обеспечено увеличением добычи по пермо-карбоневой залежи (+219,2 тыс. т). Прирост добычи по залежи получен за счет проведения высокоэффективных геологических мероприятий (пароциклические обработки, оптимизации работ скважин), перевода скважин на залежь с других эксплуатационных объектов Усинского месторождения.

В эксплуатацию из бурения по месторождению введены 2 добывающие скважины со средним дебитом нефти 93,1 т/сут. Добыча нефти на них за отчетный период составила 8,9 тыс. т. Проектный фонд скважин, оставшийся для бурения, по состоянию на 01.01.2011 г. составляет 522 скважины. Бурение новых скважин и применение высокоэффективных методов повышения нефтеотдачи пластов позволят Компании и дальше сохранять высокие темпы разработки месторождения.

Для совершенствования процесса разработки и повышения конечного коэффициента нефтеизвлечения на пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти реализуется большой объем опытно-промышленных работ по применению паротеплового воздействия на пласт. Так, впервые в условиях залежи в 2010 году введен в опытную эксплуатацию участок с площадным тепловым воздействием на пласт в системе горизонтальных скважин; планируется начать эксперимент по испытанию технологии перпендикулярного термогравитационного дренирования пласта. Намечено бурение новой горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка до 900 м. Конструкция этой скважины должна позволить эксплуатировать ее в режиме пароциклических обработок.

Пермо-карбоневая залежь Усинского месторождения была введена в эксплуатацию в 1977 году. По состоянию на 01.01.2011 г. доказанные запасы пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения по стандартам SEC составили 434 млн барр. Залежь характеризуется крайне неоднородным строением карбонатного коллектора, содержит высоковязкую нефть и является объектом применения тепловых методов разработки. С целью повышения коэффициента извлечения нефти осуществляется площадная закачка пара на участках паротеплового воздействия, пароциклические обработки отдельных добывающих скважин по всей площади залежи, в том числе комбинированные с закачкой химических реагентов. Дополнительная добыча нефти от применения тепловых методов по залежи с начала внедрения составила 6,1 млн т. Кроме того, проводятся промысловые испытания новых технологий, таких как бурение радиальных отводов с последующим проведением пароциклических обработок, бурение бокового ствола. Намечаются обработки добывающих скважин по технологии бинарных смесей.

Наиболее значительные темпы прироста добычи в регионе были показаны на **Баяндыском месторождении**. В 2010 году рост добычи нефти по месторождению по сравнению с предыдущим годом составил 265,5 тыс. т (+123,6%). Это было обеспечено за счет ввода скважин из бурения: в эксплуатацию введено 7 новых скважин (6 эксплуатационных и 1 разведочная) со средним дебитом нефти 258,5 т/сут. Добыча нефти по новым скважинам за отчетный период составила 322,0 тыс. т. Текущее состояние разработки позволяет сделать вывод о возможности выработки утвержденных извлекаемых запасов на естественном режиме без создания системы поддержания пластового давления. В целях оптимизации сетки скважин на данной высокопродуктивной залежи запланировано строительство горизонтальной скважины с длиной горизонтального ствола около 3 000 м.

По **Южно-Хыльчуйскому месторождению**, введенному в эксплуатацию совместно с ConocoPhillips в середине 2008 года, добыча нефти в 2010 году составила 6,9 млн т, что на 1,1% ниже показателя за 2009 год. Опережающее эксплуатационное бурение, залповый ввод новых добывающих скважин в 2008-2009 годах обусловили высокие темпы отбора нефти от начальных извлекаемых запасов и некоторый спад добычи в 2010 году. В отчетном году было введено 5 новых добывающих скважин: 4 из эксплуатационного и 1 из разведочного бурения, со средним дебитом 806 т/сут и 5 нагнетательных скважин. В настоящее время по месторождению предпринимаются меры по регулированию разработки: усиление системы поддержания пластового давления в северо-восточной части залежи, увеличение давления нагнетания по блочной кустовой насосной станции до проектных значений.

Компания прилагает все усилия для скорейшего ввода в разработку крупных запасов региона, что в перспективе позволит компенсировать естественное снижение добычи нефти Группой в традиционных регионах.

Предуралье

ДОБЫЧА НЕФТИ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» В ПРЕДУРАЛЬЕ ВЫРОСЛА ДО 12,50 МЛН Т, ИЛИ НА 3,8%, В ТОМ ЧИСЛЕ БЛАГОДАРЯ ПРИМЕНЕНИЮ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТАКИХ КАК БУРЕНИЕ ВТОРЫХ СТВОЛОВ, РАДИАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ И КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА. НА ПРЕДУРАЛЬЕ ПРИШЛОСЬ 13,9% ВСЕЙ ДОБЫЧИ КОМПАНИИ В РОССИИ, ПО СРАВНЕНИЮ С 13,4 В 2009 ГОДУ.

На **Уньвинском месторождении** добыча нефти в 2010 году выросла на 6,2% и составила 1,5 млн т. Увеличение добычи обеспечено в основном за счет широко-

го применения современных технологий повышения нефтеотдачи пластов, а также эксплуатационного бурения. Пробурено 8 боковых стволов со средним дебитом нефти 26 т/сут, проведено 4 операции по гидроразрыву пласта со средним приростом 20,4 т/сут. На двух скважинах применена технология радиального бурения (средний прирост составил 7,7 т/сут). Добыча нефти за счет внедрения данных мероприятий, а также ряда других, уже ставших традиционными, технологий составила более 80 тыс. т. Из эксплуатационного бурения введены 2 новые скважины со средним дебитом нефти 34,4 т/сут, в том числе 1 скважина пробурена с горизонтальным стволом.

Уньвинское месторождение является одним из крупнейших инвестиционных проектов Компании в Пермском регионе по величине начальных запасов нефти. Месторождение практически полностью разбурено и в ближайшей перспективе планируется только эксплуатационное бурение краевых зон залежей.

Добыча нефти на **Сибирском месторождении** выросла на 4,5% и составила 0,7 млн т за счет геологических мероприятий на скважинах с использованием различных методов повышения нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи. В 2010 году такими мероприятиями было охвачено 9 скважин, за счет чего было дополнительно получено 12,7 тыс. т нефти. Однако основной рост добычи нефти в 2010 году обеспечен продолжающимся эффектом от геологических мероприятий, выполненных в 2009 году, — это 18 скважино-операций со средним приростом дебита нефти 19,9 т/сут и дополнительной добычей 58,1 тыс. т. На данном месторождении в основном применяются технологии кислотного и проппантного гидроразрыва пласта, повторного вскрытия пластов на депрессии и бурение в скважинах боковых и радиальных стволов.

Месторождения по объему извлекаемых запасов нефти является средним для пермского региона. Основные объекты разработки — рифогенные отложения турней-фаменского ярусов, терригенные отложения тульско-бобриковского горизонта и карбонаты башкирского яруса. Проектный фонд скважин практически полностью разбурен.

Поволжье

Добыча нефти на территории Поволжья в 2010 году выросла на 2,1% по сравнению с 2009 годом и составила 3,14 млн т. Компания повышает эффективность разработки месторождений региона, что позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти и повышать добычу, несмотря на высокий уровень истощения запасов.

Основным достижением Компании в сегменте «Геологоразведка и добыча» в 2010 году стало начало добычи нефти на **месторождении им. Ю. Корчагина**.

Максимальный уровень добычи нефти составит около 2,4 млн т/год, газа — 1 млрд м³/год. Месторождение им. Ю. Корчагина стало первым из целой группы месторождений, расположенных в российской части акватории Каспийского моря, введенным Компанией в эксплуатацию. Освоение этих месторождений станет основным фактором роста добычи нефти Компанией в среднесрочной перспективе. Основной прирост добычи нефти обеспечат месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, которые вводятся в эксплуатацию в первую очередь. Разработку месторождения предусмотрено осуществлять системой горизонтальных скважин сверхпротяженной длины (более 5 000 м), что является уникальным для Российской Федерации. При строительстве горизонтального участка ствола планируется проводить каротажи в процессе бурения. Радиальное размещение скважин позволит добиться одновременного вскрытия всех продуктивных пластов. В 2010 году темпы разработки месторождения были несколько замедлены по причине снижения коммерческой скорости бурения скважин и увеличения потерь времени на 14% от календарного за счет роста аварийного и непроизводительного времени.



На одном из крупнейших месторождений в регионе — **Памятно-Сасовском**, на которое приходится 77% добычи в Поволжье, проводятся мероприятия по поддержанию достигнутого уровня добычи нефти. Так, за счет бурения вторых стволов в 2010 году добыто 67,3 тыс. т нефти, средний прирост дебита нефти составил 122 т/сут. Кроме того, были выполнены 2 эффективных ремонта по изоляции пластовых вод со средним приростом дебита по нефти 53,5 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 30,6 тыс. т.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

ДОБЫЧА НЕФТИ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ ПРОЕКТАМ В ДОЛЕ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» СОСТАВИЛА 6 225 ТЫС. Т, ЧТО НА 8,3% БОЛЬШЕ УРОВНЯ 2009 ГОДА. РОСТ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ БЫЛ В ОСНОВНОМ ОБЕСПЕЧЕН ПРОЕКТАМИ ТЕНГИЗ И СЕВЕРНЫЕ БУЗАЧИ В КАЗАХСТАНЕ, ЮГО-ЗАПАДНЫЙ ГИССАР В УЗБЕКИСТАНЕ И ШАХ-ДЕНИЗ В АЗЕРБАЙДЖАНЕ.

Проходка в эксплуатационном бурении по международным проектам Компании выросла на 25,6% по сравнению с 2009 годом и составила 446 тыс. м. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 14,2% и составил 1 738 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 1 583. По международным проектам, в которых участвует Группа, было введено в эксплуатацию 279 новых добывающих скважин.

Самый большой абсолютный прирост добычи нефти по международным проектам Компании был получен по проекту **Тенгиз в Казахстане**, что связано с увеличением доли Группы до 100% в зависимой компании «ЛУКАРКО Б.В.». Добыча нефти по проекту (доля Группы) выросла на 101,8% и составила 1 296 тыс. т. Среднесуточный дебит одной скважины составил 955 т/сут. В 2010 году были завершены работы стадии PreFEED по Проекту будущего расширения месторождения Тенгиз, который предусматривает строительство нового завода по подготовке нефти на 12 млн т/год и расширение системы обратной закачки газа. Компания планирует возобновить бурение на месторождении Тенгиз для обеспечения загрузки существующих заводских мощностей, а также для реализации Проекта будущего расширения. В результате завершения реализации Проекта утилизации газа прекращено рутинное сжигание попутного нефтяного газа на факеле, по итогам 2010 года достигнут уровень утилизации газа более 99%.

По проекту **Карачаганак в Казахстане** в 2010 году доля Группы в добыче нефти и конденсата составила 1,5 млн т, практически не изменившись за год. В отчетном году в рамках выполнения инвестиционной программы было введено в эксплуатацию 5 новых горизонтальных скважин со средним дебитом 761 т/сут.

В отчетном году продолжалась активная разработка месторождения **Кумколь в Казахстане**. Добыча нефти по этому проекту составила 1,47 млн т (по доле участия). В 2010 году была введена 71 новая эксплуатационная скважина со средним дебитом 36 т/сут.

По проекту **КаракудукМунай в Казахстане** добыча составила 718,9 тыс. т (по доле участия). В 2010 году

было введено в эксплуатацию 19 новых скважин средним дебитом 18,3 т/сут. Завершено расширение системы поддержания пластового давления: введены в действие 2 насосных агрегата, мощность по закачке составляет до 10 тыс. м³/сут. Реконструирована центральная установка подготовки нефти: смонтирован и запущен компрессор мощностью до 1 100 м³/час. Построен и введен в эксплуатацию сепаратор широкой фракции легких углеводородов.

Продолжалась активная разработка месторождения **Северные Бузачи в Казахстане**. Добыча группы «ЛУКОЙЛ» по доле участия выросла на 3,8%, до 497,5 тыс. т. В 2010 году введена в эксплуатацию 151 новая эксплуатационная скважина со средним дебитом 9,7 т/сут. В отчетном году завершены строительство и ввод в эксплуатацию 5 перекачивающих станций. Пробурены и запущены в работу 3 горизонтальные скважины и 8 боковых горизонтальных стволов.

На месторождениях **Алибекмола и Кожасай (проект Казахойл Актобе в Казахстане)** добыча нефти выросла на 4,3% по сравнению с 2009 годом и составила 244,0 тыс. т. Было введено в эксплуатацию 9 новых скважин со средним дебитом 57,1 т/сут. Заключен контракт на проведение двух пилотных кислотных гидроразрывов пласта. В отчетном периоде было завершено строительство системы поддержания пластового давления на месторождении Кожасай. Выполнены проектирование и комплектация основного технологического оборудования установки комплексной подготовки газа на месторождении Алибекмола и установки подготовки газа на месторождении Кожасай в рамках проекта утилизации газа.

По проекту **Шах-Дениз в Азербайджане** добыча газового конденсата выросла на 7,3%, до 149,3 тыс. т, на фоне роста спроса со стороны Республики Азербайджан и турецких потребителей. В 2010 году в эксплуатации находились 4 скважины. Поставки газа

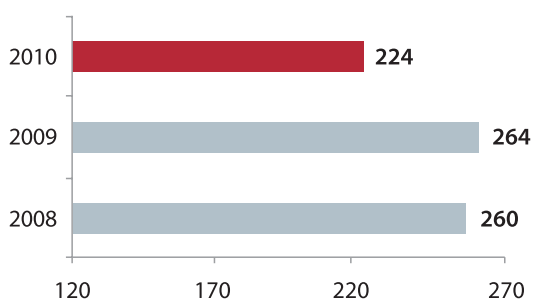
осуществлялась по Южно-Кавказскому трубопроводу в Азербайджан, Грузию и Турцию. Поставка конденсата осуществлялись в экспортный трубопровод Баку — Тбилиси — Джейхан.

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, составила 10,4 тыс. т. В 2010 году была введена одна новая скважина со средним дебитом 2,8 т/сут конденсата. Объявлен конкурс на проектирование и строительство дожимной компрессорной станции.

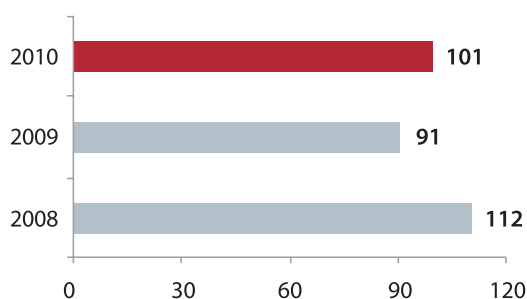
Добыча по приобретенному в 2008 году проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** в 2010 году значительно выросла (на 131,0% по сравнению с 2009 годом) и составила 87,9 тыс. т (по доле участия). В течение отчетного периода были введены 4 новые добывающие скважины дебитом 47,7 т/сут. Заключены Контракт и Соглашение об оказании услуг на «Поставку технической документации и оборудования для обустройства газоконденсатных месторождений Адамташ, Гумбулак и Джаркудук — Янги Кизилча в Республике Узбекистан».

В **Египте по проекту Meleiha** добыча группы по доле участия сократилась на 12,6% и составила 69,0 тыс. т, несмотря на рост добычи в целом по проекту, что обусловлено снижением доли в СРП с 9,57% до 7,35 % в связи с увеличением цены нефти Brent и снижением капитальных затрат в 2010 году на 18%, до 19,3 млн долл. Сокращение инвестиционных расходов вызвано изменением графика строительства оператором проекта — компанией Agiba Petroleum. А именно, переносом работ по строительству выкидных линий к новым скважинам по проекту минимизации потерь, по строительству могильников для радиоактивных отходов на 2011 год. В 2010 году было введено 16 новых скважин со средним дебитом 34,9 т/сут.

■ БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВЛОВ, ШТ

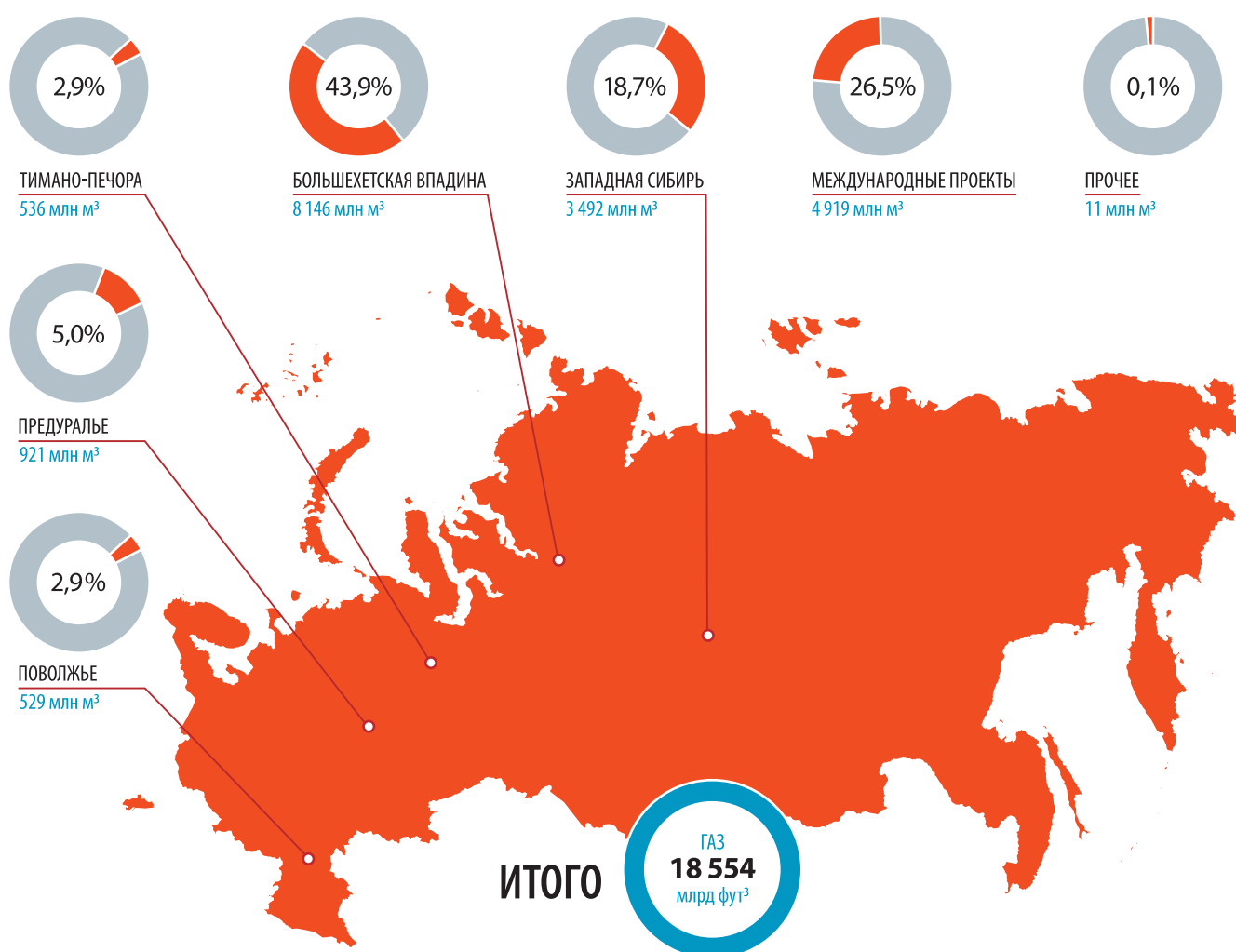


■ БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ШТ



РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ГАЗА

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ТОВАРНОГО ГАЗА ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ»



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

В 2010 году совокупная добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) выросла на 20,4% и составила 21 328 млн м³ (344 тыс. барр. н. э./сут). При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) по Компании в целом выросла на 24,5% и составила 18 554 млн м³ (299 тыс. барр. н. э./сут), в том числе в России добыча товарного газа выросла на 27,9%. Значительный рост добычи товарного газа был обусловлен возросшими покупками со стороны ОАО «Газпром» при увеличившемся спросе на газ в Европе и эффектом низкой базы 2009 года. В 2010 году на фоне растущих цен на нефть, восстанавливающейся после мирового спада промышленности и ухудшения погодных условий в странах Европейского союза в конце года произошел резкий рост спотовых цен на газ в Европе. В итоге выручка Компании от продаж природного газа в 2010 году составила 835 млн долл., что на 46,2% больше, чем в 2009 году.

Основной прирост добычи был обеспечен за счет Находкинского месторождения, где добыча товарного газа в 2010 году выросла на 37,2% и составила 8 146 млн м³. Этот газ был полностью реализован ОАО «Газпром». В отчетном году мы увеличили также долю утилизации попутного газа в Западной Сибири. Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» по газовым проектам в России составила 116 млн долл., что на 107,1% больше показателя за 2009 год.

Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по состоянию на конец 2010 года составил 397 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 286.

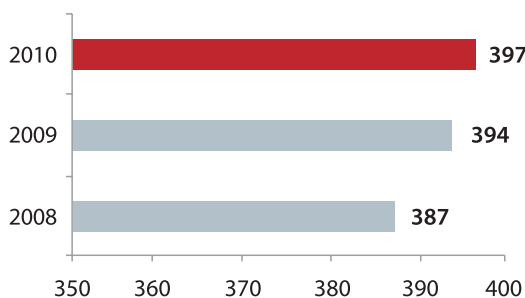
Добыча природного газа увеличилась на 21,8% и составила 13 936 млн м³, в том числе 12 770 млн м³ товарного газа, добыча которого также выросла на 25,0%.

Добыча попутного нефтяного газа выросла на 17,8% и составила 7 392 млн м³, в том числе 5 784 млн м³ товарного попутного газа, добыча которого выросла на 23,6%. Рост добычи товарного попутного газа связан 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.

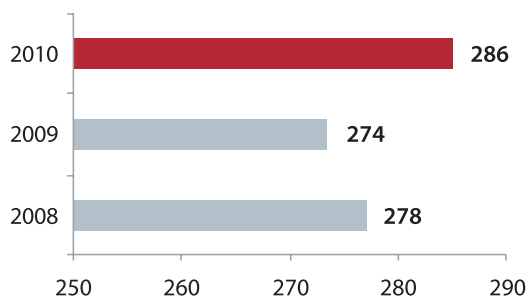
Компания ежегодно повышает уровень утилизации попутного нефтяного газа¹, который в отчетном году составил 76,8% против 71,1% в 2009 году и 70,4% в 2008 году. Рост показателя связан с развитием систем утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Компании — строительством компрессорных станций и газопроводов. По основным месторождениям Компании в Западной Сибири уровень утилизации попутного газа составляет более 95%.

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, и следовательно, сократить расходы на добычу нефти. В Компании реализуется утвержденная в 2009 году Программа утилизации попутного нефтяного газа

■ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ФОНД ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, шт



■ ФОНД ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ДАЮЩИХ ПРОДУКЦИЮ, шт



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



организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на 2009–2011 годы, предусматривающая доведение уровня использования попутного нефтяного газа на месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» к 2012 году до 95%.

РОССИЯ

Добыча товарного газа в России в 2010 году составила 13 635 млн м³, что на 27,9% больше по сравнению с 2009 годом. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2010 года составил 306 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, — 213.

Основную часть добычи природного газа в России (более 90%) обеспечило **Находкинское месторождение Большехетской впадины**. В 2010 году на нем было добыто 8,2 млрд м³ природного газа, что на 37,1% больше показателя за 2009 год в результате роста закупок газа со стороны ОАО «Газпром».

На месторождении выполняются плановые работы по реконструкции системы низкотемпературной сепарации газа с целью повышения пластового давления на установке комплексной подготовки газа. На первом этапе в 2010 году введены в эксплуатацию 4 турбодетандерных агрегата, на втором этапе будет введена дожимная компрессорная станция, проектирование которой началось в конце 2010 года. Это позволит обеспечить устойчивую добычу, подготовку и транспорт газа на реализацию.

В 2010 году было закончено проектирование головной компрессорной станции системы транспорта газа месторождений Большехетской впадины в районе Находкинского месторождения. Проведены тендеры и заключены договоры на строительство головной компрессорной станции; на разработку, изготовление, поставку, выполнение шеф-монтажных и пусконаладочных работ газоперекачивающих агрегатов и вспомогательного технологического оборудования. Ввод в эксплуатацию первой очереди головной компрессорной станции запланирован на конец 2012 года.

В 2009 году Компания приступила к бурению газоконденсатных залежей **Пяяхинского месторождения**. На месторождение доставлено два буровых станка. В июле введена в эксплуатацию первая очередь газотурбинной электростанции, проложена воздушная линия электропередач 10 кВ до двух кустовых площадок, пробурена и введена в эксплуатацию скважина для снабжения газом энергоцентра. По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении пробурено 8 скважин, 7 из которых в консервации и 1 скважина снабжает газом энергокомплекс.

По результатам геолого-разведочного и эксплуатационного бурения, и в соответствии с принятыми решениями по оптимизации работы скважин в 2010 году выполнялась корректировка технологической схемы разработки Пяяхинского месторождения.

В соответствии с договоренностью с ОАО «НК «Роснефть» ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2013 году обеспечит прием газа Ванкорской группы месторождений в объеме

до 5,6 млрд м³/год в газотранспортную систему Большехетской впадины в районе Хальмерпаутинского месторождения и транспорт до ГКС «Ямбургская» газотранспортной системы ОАО «Газпром». Строительство системы газопроводов «Хальмерпаутинское месторождение — Пякяхинское месторождение» и «Пякяхинское месторождение — Находкинское месторождение» планируется завершить в 2013 году. Проведены тендеры, в соответствии с которыми осуществлена закупка труб, запорно-регулирующей арматуры, утверждены подрядные организации по строительству газотранспортной системы.

В свою очередь ОАО «НК «Роснефть» гарантирует прием стабильной нефтеконденсатной смеси в объеме до 3 млн т/год в нефтепровод Ванкор-Пурпе и транспорт до системы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». Однако в связи с принятым в Компании решением об отказе от Ванкорского маршрута транспорта жидких углеводородов в пользу магистрального нефтепровода Заполярье-Пурпе (АК «Транснефть») обустройство Пякяхинского месторождения и начало добычи синхронизированы с планируемым вводом в эксплуатацию этого магистрального нефтепровода, который будет проходить через месторождение.

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 в 2010 году выросла на 16,2% по сравнению с 2009 годом и составила 4 919 млн м³. При этом доля природного газа составила 86%, снизившись на 6 п.п. Эксплуатационный фонд газовых скважин

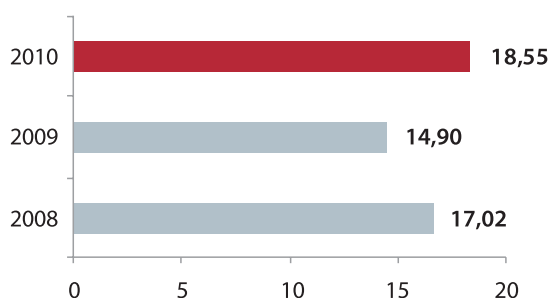
Компании по зарубежным проектам по состоянию на конец 2010 года составил 91 скважину, фонд скважин, дающих продукцию, — 73.

Основной объем добычи товарного газа за рубежом (54%) 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 выросла на 19,2% и составила 2,66 млрд м³. На участке продолжается эксплуатационное бурение. Так, в 2010 году введена в эксплуатацию 1 новая скважина со средним приростом дебита газа 356,2 тыс. м³/сут. В Узбекистане начато также опережающее бурение газовых скважин на месторождении Адамташ проекта Гиссар, введены в эксплуатацию 4 новые скважины со средним дебитом 59 тыс. м³/сут. Добыча природного газа по проекту запланирована на 2012 год.

По **проекту Тенгиз** прирост доли Группы в добыче товарного газа составил рекордные 112%, а объем добычи по доле Группы составил 568,4 млн м³, что объясняется увеличением доли Группы до 100% в зависимой компании «ЛУКАРКО Б.В.». В результате завершения реализации Проекта утилизации газа прекращено рутинное сжигание попутного нефтяного газа на факеле, по итогам 2010 года уровень утилизации газа превысил 99%.

По проекту **Шах-Дениз в Азербайджане**, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года, добыча товарного газа в связи с ростом потребительского спроса составила 545 млн м³ (по доле участия), что на 5,2% больше показателя 2009 года. В 2010 году достигнута договоренность между Азербайджаном и Турцией об увеличении стоимости газа первого этапа. Также было достигнуто соглашение между Азербайджаном и партнерами о продлении срока СРП на 5 лет.

ДОБЫЧА ТОВАРНОГО ГАЗА, млрд м³



2

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

■ ПОКАЗАТЕЛИ СЕГМЕНТА «ПЕРЕРАБОТКА ТОРГОВЛЯ И СБЫТ»

Наименование показателя	2010	2009	Прирост, %
Выручка, млн долл.	99 976	77 434	29,1
EBITDA, млн долл.	5 934	5 225	13,6
Чистая прибыль, млн долл.	2 934	2 263	29,7
Капитальные затраты, млн долл.	1 320	1 316	0,3

В 2010 ГОДУ КОМПАНИЯ ДОБИЛАСЬ ВПЕЧАТЛЯЮЩИХ РЕЗУЛЬТАТОВ В БИЗНЕС-СЕКТОРЕ «ПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ»: ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ В 2010 ГОДУ СОСТАВИЛА 2 934 МЛН ДОЛЛ., ЧТО НА 29,7% ВЫШЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ПРОШЛОГО ГОДА.

Рост чистой прибыли связан с восстановлением спроса и маржи нефтепереработки на фоне постепенного выхода мировой экономики из финансового кризиса. В 2010 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжала активную работу по развитию сегмента переработки нефти за счет модернизации и расширения перерабатывающих мощностей.

ЦЕНОВАЯ КОНЬЮНКТУРА И НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

В 2010 году на рынке нефтепродуктов наблюдалось постепенное восстановление спроса на фоне роста мировой экономики. В результате цены на нефтепро-

дукты как на внешнем, так и на внутреннем рынках значительно выросли. Так как доля продаж Компанией нефтепродуктов на международных рынках составила 83%, большое влияние на рост выручки оказала динамика цен на внешних рынках. Так, средние цены на мазут в Европе (ФОВ Роттердам) выросли на 28%, цены на высокооктановый бензин — на 27%. На внутреннем рынке цены на нефтепродукты также выросли: топочный мазут подорожал на 51,3%, цены на бензин марки Аи-95 выросли на 16,8%.

Объем переработки нефти и нефтепродуктов Компанией с учетом процессинга на сторонних НПЗ в 2010 году составил 66,29 млн т. В том числе на НПЗ Группы (с учетом долей в переработке на комплексах ISAB и TRN) было переработано 66,18 млн т (на 5,6% больше по сравнению с 2009 годом).

В группу «ЛУКОЙЛ» входят 5 НПЗ за пределами России, что позволяет снижать рыночные риски отдельно взятого региона, а также получать дополнительную выгоду и налоговые льготы в странах присутствия. Многие европейские страны стараются

обеспечивать благоприятный налоговый климат для компаний, ведущих операционную деятельность на их территории.

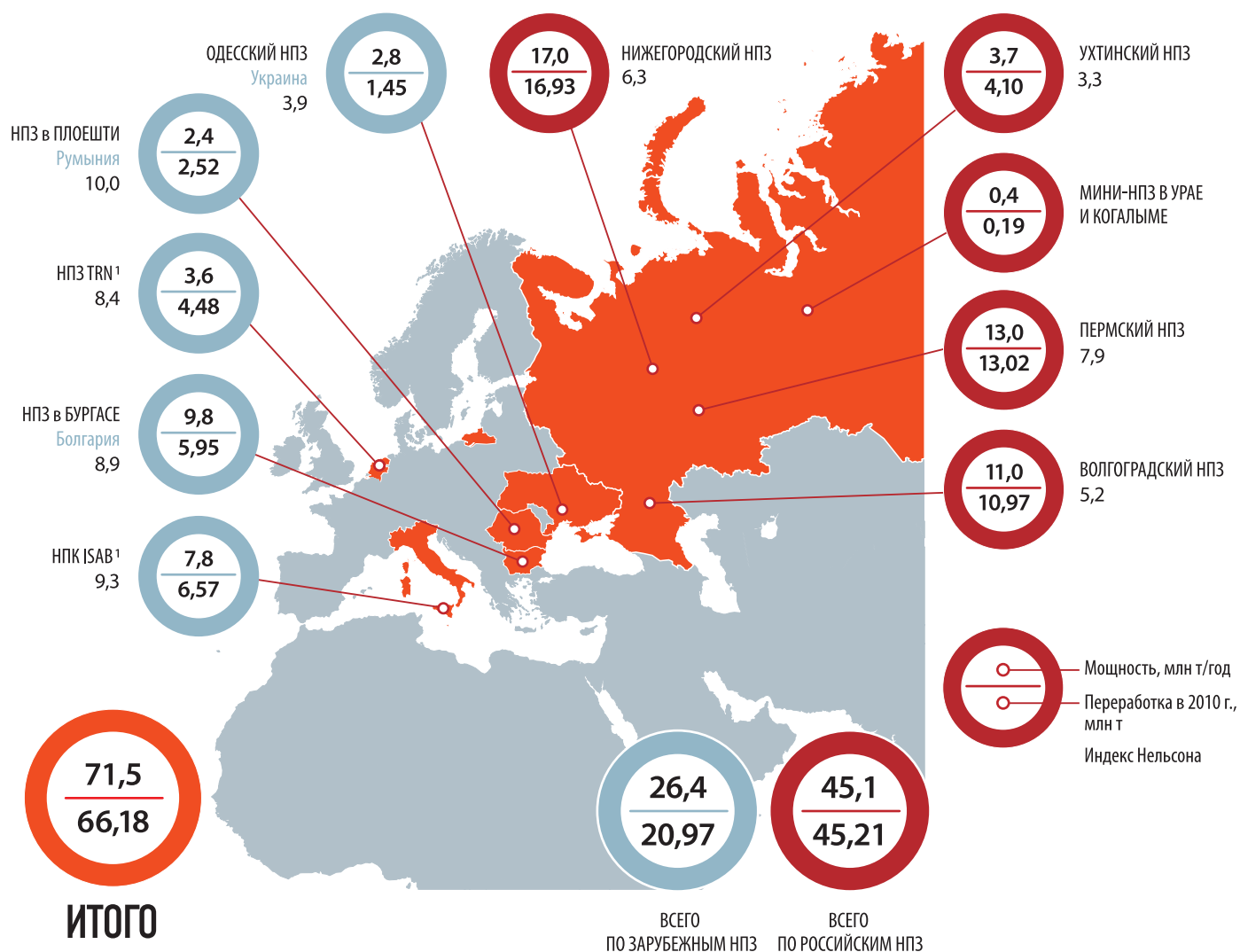
Так, например, в случае с НПЗ TRN Правительство Нидерландов на протяжении последних пяти лет, несмотря на кризисные явления в мировой экономике, последовательно снижало бремя по налогу на прибыль компаний: с 29,6% в 2006 году до 25% в 2011 году. Кроме того, механизм расчёта налогооблагаемой прибыли НПЗ TRN закреплён в специальном соглашении с налоговыми органами Нидерландов. Поэтому налоговая позиция НПЗ TRN характеризуется стабильностью и предсказуемостью. Эффективная ставка налога на прибыль НПЗ TRN в 2010 году составила 21,7%.

НПЗ ISAB является одним из крупнейших региональных налогоплательщиков. С 2009 года Правительство Италии ввело ряд законов по налоговому стимулированию инвестиций в основные фонды и сокращению безработицы, которые позволили НПЗ ISAB сократить налоговое бремя. Тем не менее, эффективная ставка налога на прибыль НПЗ ISAB превысила аналогичные показатели других НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», составив 44%. Это обусловлено взиманием дополнительного налога на прибыль в размере 6,5% и специального 16%-го налога на переоценку запасов. Этот специальный налог предназначен для поддержки малоимущих семей и установлен Правительством Италии для всех итальянских компаний нефтегазового сектора.



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



¹ Мощность и объем переработки на НПК ISAB и НПЗ TRN указаны по доле Компании (49% и 45%, соответственно).

НИЖЕГОРОДСКИЙ НПЗ: УСТАНОВКА КОМПЛЕКСА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

■ ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАВОДА:

- Нефтеперерабатывающий завод топливно-масляного профиля
- Расположен в г. Кстово Нижегородской области
- Перерабатывает смесь нефтей из Западной Сибири и Татарстана
- Нефть на завод поступает по нефтепроводам Альметьевск — Нижний Новгород и Сургут — Полоцк
- Готовая продукция отгружается железнодорожным, автомобильным и речным транспортом, а также по трубопроводу
- Мощность — 17,0 млн т/год
- Индекс сложности Нельсона — 6,3
- Основные конверсионные процессы — установка висбрекинга (42,2 тыс. барр./сут.)

Новый комплекс позволит увеличить общее производство бензинов на Нижегородском НПЗ с 1,8 млн т/год до 3,2 млн т/год. Выработка дизельного топлива возрастет с 4,2 млн т/год до 4,6 млн т/год. На комплексе также может изготавливаться 150 тыс. т/год пропилена.

Комплекс каталитического крекинга на Нижегородском НПЗ, состоит из 5 основных технологических установок:

- гидроочистка вакуумного газойля мощностью 2,5 млн т/год
- каталитический крекинг мощностью 2 млн т/год с блоком концентрирования пропилена, позволяющим вырабатывать до 150 тыс. т/год пропилена
- алкилирование с блоками изомеризации нормальных бутанов и селективного гидрирования диеновых углеводородов. Мощность по алкилату 360 тыс. т/год
- производство водорода мощностью 0,04 млн т/год
- производство элементарной серы мощностью 0,13 млн т/год

В 2010 году на Нижегородском НПЗ был введен в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга, на котором уже начато производство автомобильного бензина стандарта Евро-4. Этот комплекс каталитического крекинга — крупнейший из построенных в России за последние 25 лет и, за счет конверсии вакуумного газойля в светлые нефтепродукты, обеспечивает значительный рост производства автобензинов в центральном регионе. Объем инвестиций в проект составил около 1 млрд долл.

В Комплекс входят также 5 объектов инфраструктуры — цеха гранулирования и отгрузки серы, установки подготовки котловой воды, блока оборотного водоснабжения, факельного хозяйства, межцеховых коммуникаций.

Первая в технологической цепочке — установка гидроочистки, сырьем для которой является вакуумный газойль с установок первичной переработки. Из прямогонного вакуумного газойля под воздействием водорода удаляются азотистые и сернистые соединения.

Продукты установки — газойль с низким содержанием сернистых соединений, который направляется на каталитический крекинг. На установке каталитического крекинга вакуумный газойль поступает в реактор, где тяжелые углеводороды под воздействием температуры и в присутствии катализатора превращаются в более легкие.

Основными продуктами установки каталитического крекинга являются бензиновая фракция (выход бензиновой фракции составляет 53%, октановое число — не менее 92 пунктов), пропилен и бутан-бутиленовая фракция, которая направляется на установку алкилирования, где получают еще один компонент бензинов — алкилат, с октановым числом 95 пунктов, не содержащий соединений серы и ароматики. Сероводород перерабатывается на установке элементарной серы.

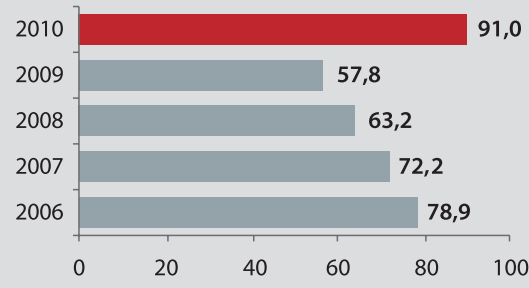
Приготовление товарных бензинов осуществляется в потоке на узле смешения, после чего уже готовая продукция поступает в товарное производство, где проверяется ее качество, оформляются паспорта и ведется отгрузка потребителям.

В 2011 году на Нижегородском НПЗ планируется ввести в эксплуатацию установку алкилирования, что даст возможность предприятию начать выпуск автомобильного бензина класса Евро-5.

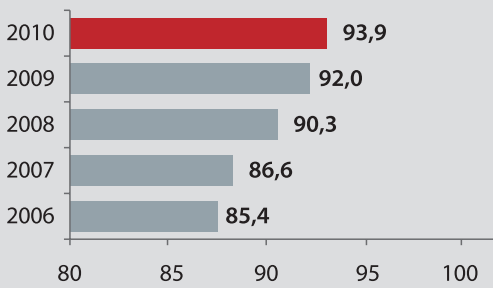
Содержание ароматических углеводородов в новом бензине составляет не более 35%, содержание серы для стандарта Евро-4 — не более 50 мг/кг, для стандарта Евро-5 — не более 10 мг/кг. Такой бензин обеспечивает «чистый выхлоп», то есть сводит к минимуму содержание в выхлопных газах оксидов серы и продуктов неполного сгорания ароматических углеводородов, в том числе наиболее канцерогенного и мутагенного вещества — бензпирена.

Ввод европейских стандартов на Нижегородском НПЗ	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
автобензин		Евро-3	Евро-3	Евро-3	Евро-4	Евро-4	Евро-5
дизельное топливо	Евро-4	Евро-5	Евро-5	Евро-5	Евро-5	Евро-5	Евро-5

■ ДОЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ДИЗТОПЛИВА В ОБЩЕМ ВЫПУСКЕ ДИЗТОПЛИВА, %



■ ДОЛЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ В ОБЩЕМ ВЫПУСКЕ АВТОБЕНЗИНОВ, %



В 2010 ГОДУ ГРУППА «ЛУКОЙЛ» ПРОДОЛЖАЛА АКТИВНУЮ РАБОТУ ПО РАЗВИТИЮ СЕГМЕНТА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ МОДЕРНИЗАЦИИ И РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ.

ОБЪЕМ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ КОМПАНИЕЙ С УЧЕТОМ ПРОЦЕССИНГА НА СТОРОННИХ НПЗ В 2010 ГОДУ СОСТАВИЛ 66,29 МЛН Т. В ТОМ ЧИСЛЕ НА НПЗ ГРУППЫ (С УЧЕТОМ ДОЛЕЙ В ПЕРЕРАБОТКЕ НА КОМПЛЕКСАХ ISAB И TRN) БЫЛО ПЕРЕРАБОТАНО 66,18 МЛН Т (НА 5,6% БОЛЬШЕ ПОКАЗАТЕЛЯ 2009 ГОДА).

Капитальные затраты НПЗ Компании в России и за рубежом в отчетном году составили 702 млн долл. (828 млн долл. в 2009 году).

В 2010 году на НПЗ Группы реализовывались мероприятия по повышению операционной эффективности, направленные на оптимизацию производственных мощностей и увеличение загрузки установок, на повышение эффективности энергопотребления и надежности оборудования с увеличением его межремонтного пробега, на оптимизацию численности и ротацию персонала. Суммарный эффект от реализации мероприятий составил около 208 млн долл. Наиболее значительный эффект от проведения мероприятий был получен на Пермском, Нижегородском и Ухтинском НПЗ (85 млн долл.).

Российские НПЗ

Объем переработки на собственных российских заводах группы «ЛУКОЙЛ» в 2010 году составил 45,21 млн т, что на 1,7% превышает уровень 2009 года. Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске бензинов российскими заводами Группы (не включая мини-НПЗ) выросла в 2010 году до 91,5% (89,7% в 2009 году). Выход светлых нефтепродуктов составил

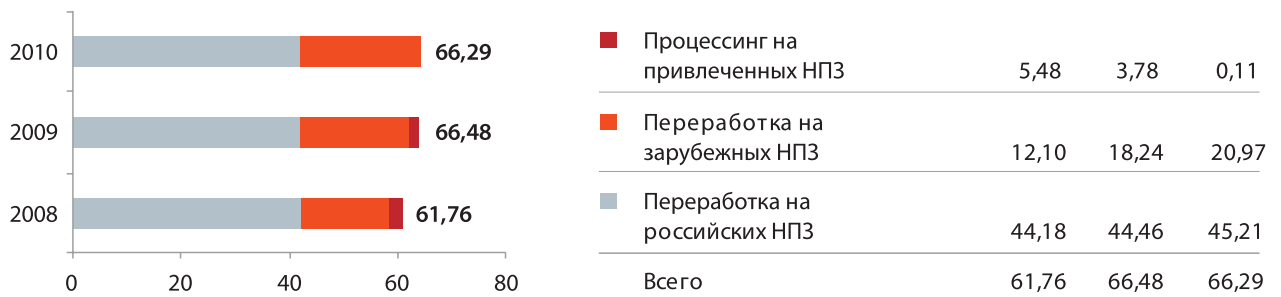
48,5%. Снижение выхода светлых нефтепродуктов обусловлено снижением светлых фракций в нефти, внеплановыми простоями установок гидрокрекинга на Пермском НПЗ.

В отчетном году российскими НПЗ проводились мероприятия по сокращению операционных затрат и повышению эффективности производства. В результате уровень безвозвратных потерь на заводах сократился с 0,51% до 0,47%. Среднесписочная численность работников НПЗ Группы в России сократилась на 2,0%. Капитальные затраты НПЗ Компании в России в отчетном году составили 542 млн долл. (520 млн долл. в 2009 году).

В 2010 году на Ухтинском НПЗ был проведен опытно-промышленный пробег на установке АТ-1 с подтверждением увеличения переработки легкой нефти на 10%. Осуществлена замена ректификационной насадки в вакуумной колонне на установке АВТ. Опытно-промышленной пробег подтвердил увеличение на 6% выхода дизельной фракции, получаемой из тяжелой Ярегской нефти.

В 2010 году на Нижегородском НПЗ введен в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга. С вводом комплекса производство высокооктановых автомобильных бензинов на предприятии вырастет на 1,4 млн т/год, дизельного топлива на — 400 тыс. т/год, а выход светлых нефтепродуктов увеличится на 12%. Вся масса выпускаемых автобензинов будет соответствовать требованиям Евро-4, Евро-5. Индекс сложности Нельсона с вводом комплекса вырос на 2,3 пункта. Кроме того, в результате реконструкции установки гидроочистки дизельного топлива (завершенной в декабре 2009 года) значительно увеличено производство дизельного топлива, соответствующего стандарту Евро-5.

■ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ КОМПАНИЕЙ, млн т



На заводе пущена также новая абсорбционно-газофракционирующая установка. Эта установка позволит начать выработку на НПЗ пропан-бутановой фракции (СПБТ), обеспечит сырьем установки алкилирования и производства водорода на комплексе каталитического крекинга.

На **Волгоградском НПЗ** в 2010 году завершено строительство блока КЦА водорода (производство концентрированного водорода для обеспечения установок гидроочистки топлив). Кроме того, была завершена модернизация теплообмена на установке гидроочистки дизельного топлива, что позволило поднять мощность установки на 8%. Смонтирована также схема производства низкосернистого бункеровочного топлива, что позволило начать поставки данного вида топлива для бункеровочного бизнеса Компании.

В настоящее время на заводе ведется строительство второй очереди установки гидроочистки дизельного топлива и модернизация коксового производства.

На **Пермском НПЗ** в 2010 году продолжалась реконструкция существующего коксового производства. Это позволит снизить энергоемкость вырабатываемой продукции, а также освоить производство нового продукта — коксующей добавки для металлургической промышленности.

Зарубежные НПЗ

Объем переработки на зарубежных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», включая долю в переработке на комплексах ISAB и TRN, в 2010 году достиг 20,97 млн т, что на 14,9% превышает уровень 2009 года, обеспечивая выполнение плана с учетом потребностей рынка. В результате приобретения TRN в сентябре 2009 года производство нефтепродуктов на зарубежных дочерних и зависимых НПЗ увеличилось по сравнению с 2009 годом на 16,9%. Объёмы переработки на НПЗ в Болгарии и на Украине снизились в связи с капитальным ремонтом.

Выход светлых нефтепродуктов (без учета комплекса ISAB и НПЗ TRN) был на уровне 66,0% (65,3% в 2009 году). Уровень безвозвратных потерь в 2010 году понизился с 0,85 до 0,64%.

Капитальные затраты НПЗ Группы за рубежом составили в 2010 году 160 млн долл. (308 млн долл. в 2009 году).

На **НПЗ в Бургесе** в 2010 году введены в эксплуатацию установки гидроочистки дизельного топлива и гидроочистки бензина каталитического крекинга. Это позволит обеспечить на 100% объем выпускаемых дизельных топлив и автомобильных бензинов в соответствии со стандартами Евро-5.

Также на заводе реконструирована вакуум-создающая система на установке первичной переработки нефти. Это позволило значительно увеличить качество разделения темных нефтепродуктов и увеличить выработку вакуумного газойля за счет снижения выработки топочных мазутов. Кроме того, на установке введен в эксплуатацию котел-утилизатор, что позволит значительно снизить энергоемкость первичной переработки нефти и увеличить выработку энергоресурсов на собственные нужды.

В отчетном году также было начато проектирование Комплекса переработки тяжелых остатков, завершение его строительства ожидается в 2015 году.

На **НПЗ в Плоешти (Румыния)** в 2010 году смонтированы 2 новые коксовые камеры установки замедленного коксования (в рамках программы повышения надежности), а также создана система отопления



зданий предприятия теплом собственного производства, позволившая повысить энергоэффективность и снизить операционные издержки предприятия.

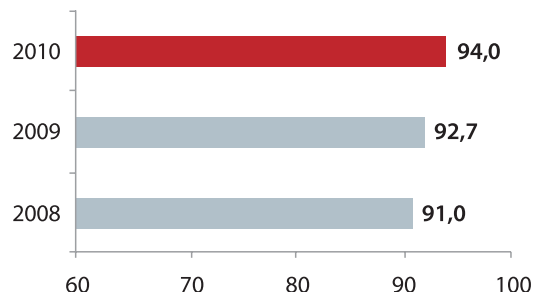
На **Одесском НПЗ** в 2010 году было завершено строительство узла смешения бензинов, что повысит эффективность приготовления товарного бензина. В четвертом квартале 2010 года Одесский НПЗ был остановлен в связи с неблагоприятными экономическими условиями на Украине.

Объем переработки нефти на **нефтеперерабатывающем комплексе ISAB** (о. Сицилия, Италия), 49%-я доля в котором была приобретена в 2008 году, в отчетном году составил 6,57 млн т (доля Группы).

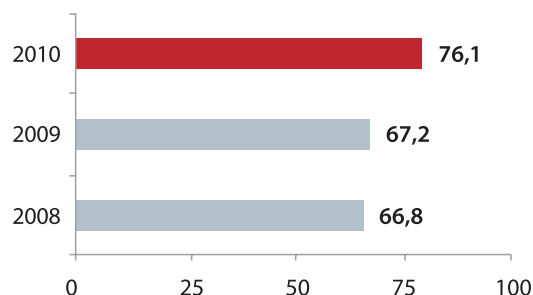
В сентябре 2009 года Компания начала переработку нефти на **НПЗ TRN** (Нидерланды), завершив сделку по приобретению 45%-й доли в заводе. В отчетном году на НПЗ было переработано 4,48 млн т нефти и нефтепродуктов (доля Группы).



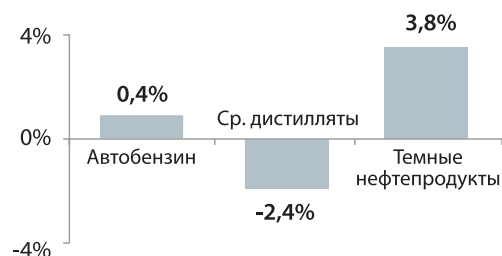
ДОЛЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ В ОБЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ АВТОБЕНЗИНОВ, %¹



ДОЛЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ 50 РРМ И МЕНЕЕ В ОБЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, %¹



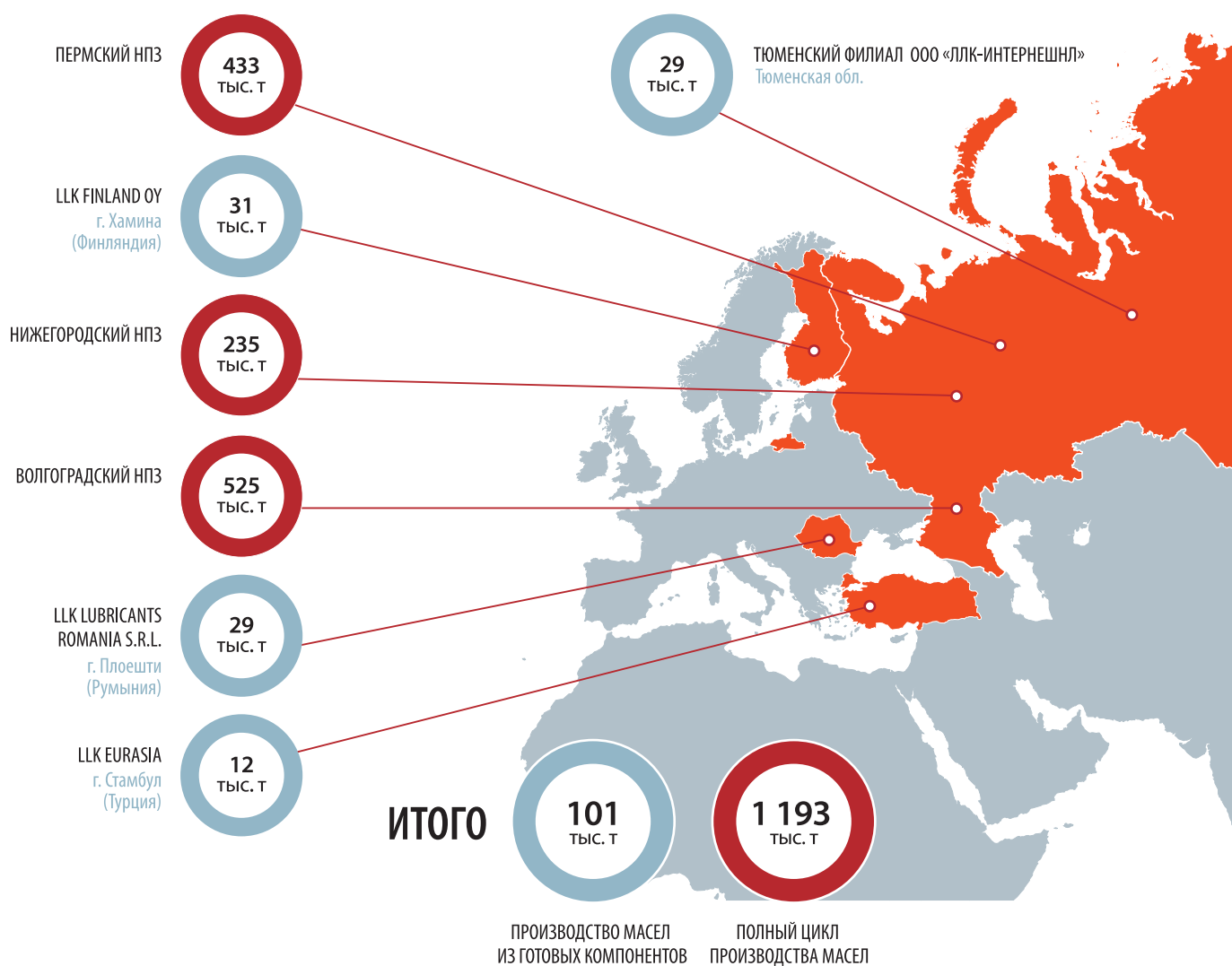
ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НПЗ КОМПАНИИ В 2010 ГОДУ ПО СРАВНЕНИЮ С 2009 ГОДОМ, %¹



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

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА ЗАВОДАХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»





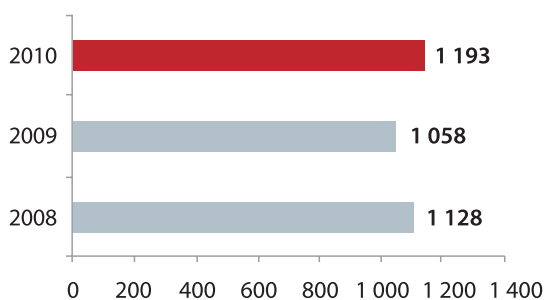
Производство и продажа масел — важное направление деятельности компании «ЛУКОЙЛ». Группа непрерывно совершенствует качество выпускаемой продукции и расширяет ее ассортимент, а также повышает эффективность системы продаж и проводит географическую диверсификацию деятельности.

Группа «ЛУКОЙЛ» — лидер российского рынка смазочных материалов. Доля Группы в производстве масел в стране составляет около 44%. Производство

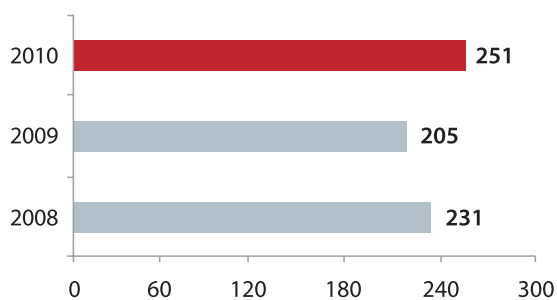
масел осуществляется на НПЗ Группы в Перми, Волгограде, Нижнем Новгороде. Компания занимается также смешением масел из готовых компонентов (собственных и закупаемых у третьих лиц) на предприятиях в России, Финляндии, Румынии, Турции.

В 2010 году объем производства масел на НПЗ Группы составил 1,19 млн т. Кроме того, объем смешения масел достиг 101 тыс. т. Выпуск фасованных масел составил 251 тыс. т (205 тыс. т в 2009 году).

■ ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА НПЗ, тыс. т



■ ПРОИЗВОДСТВО ФАСОВАННЫХ МАСЕЛ, тыс. т



НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ АССОРТИМЕНТ ПРОДУКЦИИ МАСЛЯНОГО ПРОФИЛЯ ВЫПУСКАЕМОЙ НА РОССИЙСКИХ ЗАВОДАХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ», И ПРОДУКЦИИ АВТОХИМИИ В 2010 ГОДУ СОСТАВЛЯЕТ 230 НАИМЕНОВАНИЙ. СРЕДИ НИХ — МОТОРНЫЕ И ТРАНСМИССИОННЫЕ МАСЛА ДЛЯ ВСЕХ ВИДОВ ТРАНСПОРТА, БАЗОВЫЕ МАСЛА (ИСПОЛЗУЮТСЯ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МАСЕЛ, СМАЗОК, ПРИСАДОК), ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ МАСЛА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

В 2010 году была проведена значительная работа, направленная на повышение эффективности реализации масел. В частности, продолжилось развитие программы импортозамещения, в рамках которой осуществлялись системные поставки на ОАО «Кузбассразрезуголь», что позволило ООО «ЛЛК-Интернешнл» заключить долгосрочное соглашение на 2011 год и остаться в качестве единственного поставщика. Начаты поставки масел на предприятия ОАО «Металлоинвест» и ОАО «Мечел»; достигнуты договоренности о начале сотрудничества с ГМК «Норильский никель».

В отчетном году началось системное функционирование проекта по продаже автохимии, что обеспечило ООО «ЛЛК-Интернешнл» долю рынка в размере 2–3% и место в десятке крупнейших автохимических брендов.

В 2010 году доля ООО «ЛЛК-НАФТАН» (совместного предприятия организации Группы и НПЗ «Нафтан» в Республике Беларусь) в обеспечении потребностей Группы в присадках для производства масел составила 46%. С момента создания СП в 2006 году выпуск его продукции увеличился почти в 7 раз — с 3 до 20 тыс. т. Деятельность Компании по продаже масел охватывает более 40 стран мира, причем ее география посто-

янно расширяется. Так, в 2010 году Компания начала реализацию масел на новых рынках — в Индии, Бангладеше, Ираке, а также в некоторых странах Северной Африки и Ближнего Востока.

В 2010 году активно развивалась реализация масел на рынке Турции. Был заключен контракт на поставку в сервисную сеть автомобильной группы Chelik Motors (сборка и продажа Honda, Isuzu, Kia, Lada, Geely).

Непрерывное расширение ассортимента и повышение качества масел способствуют росту продаж Компании. Так, объем продаж фирменных масел в 2010 году превысил 229 тыс. т, что на 45% выше уровня 2009 года.

Важным событием 2010 года стала разработка и внедрение системы перевода судов на масла «ЛУКОЙЛ НАВИГО» без необходимости ожидания сроков замены масла и финансовых потерь для судовладельца. Кроме того, совместно с компанией Seatec (Великобритания) разработана и введена в действие глобальная служба технической поддержки и анализа рабочих масел «ЛУКОЙЛ НАВИГО». Получено более 80% одобрений основных мировых производителей судовых дизелей (включая MAN, B&W, Sulzer, Wartsila и MAK). По состоянию на конец 2010 года судовые масла Компании доступны в 499 портах более чем в 55 стран мира.

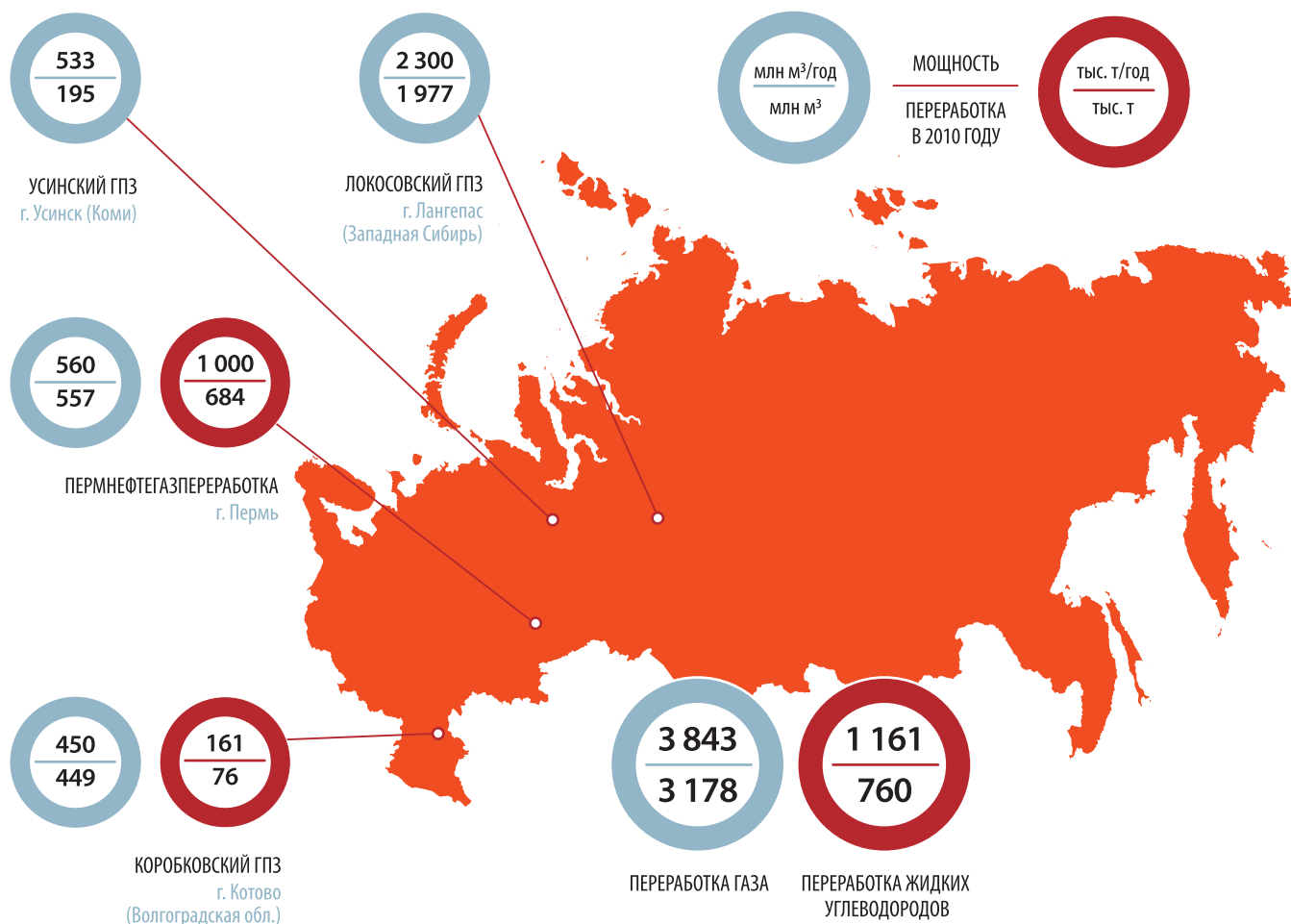
Особое внимание в современном подходе Компании к бизнесу масел уделяется отношениям с клиентами. Группа «ЛУКОЙЛ» — одна из первых компаний в отрасли, которая предлагает комплексный сервис, обеспечивая полное сопровождение товара, начиная с размещения клиентской заявки на его отгрузку и заканчивая организацией утилизации отработанных масел.

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. Было поставлено на производство 40 новых видов смазочных материалов и получено 144 одобрения производителей оборудования и техники.

ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



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.

В 2010 ГОДУ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИМИ ЗАВОДАМИ КОМПАНИИ БЫЛО ПЕРЕРАБОТАНО 3 178 МЛН М³ ГАЗОВОГО СЫРЬЯ И 760 ТЫС. Т ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, ЧТО ВЫШЕ УРОВНЯ 2009 ГОДА НА 7 И 6% СООТВЕТСТВЕННО. РОСТ ОБЪЕМОВ ПРОИЗОШЕЛ ИЗ-ЗА УВЕЛИЧЕНИЯ СПРОСА НА ПРОДУКЦИЮ ПЕРЕРАБОТКИ.

На заводах Компании был выработан 2 471 млн м³ отбензиненного газа, 846 тыс. т сжиженных газов и 889 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции, широкая фракция легких углеводородов).

В отчетном году на Усинском ГПЗ Компании продолжалось строительство установки компримирования нефтяного газа мощностью 500 млн м³/год, компрес-

сорной станции с установкой сероочистки мощностью 100 млн м³/год.

В отчетном году на ООО «Пермнефтегазпереработка» была проведена работа по выявлению участков трубопроводов, требующих срочной замены, расположенных вблизи населенных пунктов, проходящих через водные переходы, железнодорожные пути и автомобильные дороги, а также закончен монтаж установки одорирования СПБТ.

На Локосовском ГПЗ в 2010 году в рамках реконструкции систем безопасности проводились работы по монтажу газопровода сброса газа, модернизации факельных систем, а также систем пожаротушения и противоаварийной защиты технологического процесса.

На Коробковском ГПЗ не проводилось крупных проектов по модернизации. На предприятии была разработана и утверждена долгосрочная Программа мероприятий по поддержанию работоспособности и обеспечению безопасной работы.



НЕФТЕХИМИЯ

НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

Организации нефтехимии

САРАТОВОРГСИНТЕЗ г. Саратов (Россия)

Производство нитрила акриловой кислоты и другой продукции органического синтеза

СТАВРОЛЕН

г. Буденновск
(Ставропольский край, Россия)

Производство полиэтилена и другой продукции

КАРПАТНЕФТЕХИМ

г. Калуш (Украина)

Производство полиэтилена, винилхлорида и другой продукции

НПЗ с нефтехимическими производствами

НЕФТОХИМ БУРГАС г. Бургас (Болгария)

Производство полимеров

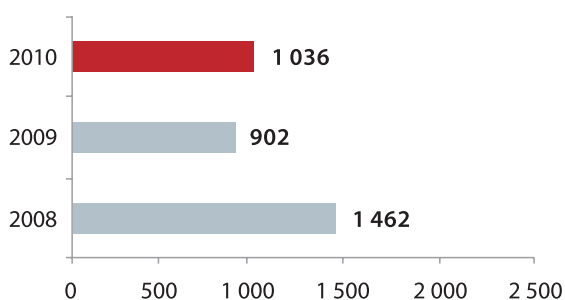


Нефтехимический сектор группы «ЛУКОЙЛ» — один из крупнейших в России, странах СНГ и Восточной Европы. Компания производит на предприятиях России, Украины, Болгарии продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы. Компания удовлетворяет значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров, одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 30 стран мира.

В СООТВЕТСТВИИ СО СТРАТЕГИЕЙ РАЗВИТИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО СЕКТОРА ОАО «ЛУКОЙЛ» ПЛАНОВЕРНО 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 2010 году объем производства продукции на нефтехимических заводах группы «ЛУКОЙЛ» составил 1 036 тыс. т, что на 14,9% выше показателя 2009 года. Рост объемов производства объясняется запуском ООО «Карпатнефтехим» в сентябре 2010 года, а также увеличением спроса на нефтехимическую продукцию.

■ ПРОИЗВОДСТВО НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ, тыс. т



В 2010 году на рынке нефтехимической продукции наблюдалось восстановление спроса, что вызвало также увеличение цен на все продукты нефтехимии. В результате по итогам года цена реализации полиэтилена в России выросла на 15,6%, полипропилена — на 41,7%, бензола — на 58,4%. В Европе наблюдалось увеличение цен на все указанные виды продукции: полиэтилена — на 25,3%, полипропилена — на 37,5%, бензола — на 37,8%.

В рамках стратегии развития нефтехимического сектора группы «ЛУКОЙЛ» в 2010 году осуществлялись мероприятия, направленные на модернизацию существующих и создание новых производств. Капитальные расходы Компании в нефтехимическом секторе составили 76 млн долл., что на 33% ниже, чем в 2009 году.

В сентябре 2010 года в связи с окончанием строительства нового производства хлора и каустической соды мощностью 200 тыс. т/год после длительного простоя состоялся пуск ООО «Карпатнефтехим». Мощность установки составляет 182 тыс. т/год газообразного хлора и 200 тыс. т/год каустической соды. Благодаря реализации этого проекта завод начал выпуск каустической соды в соответствии с мировыми стандартами качества, и полностью обеспечил собственные потребности в хлоре.

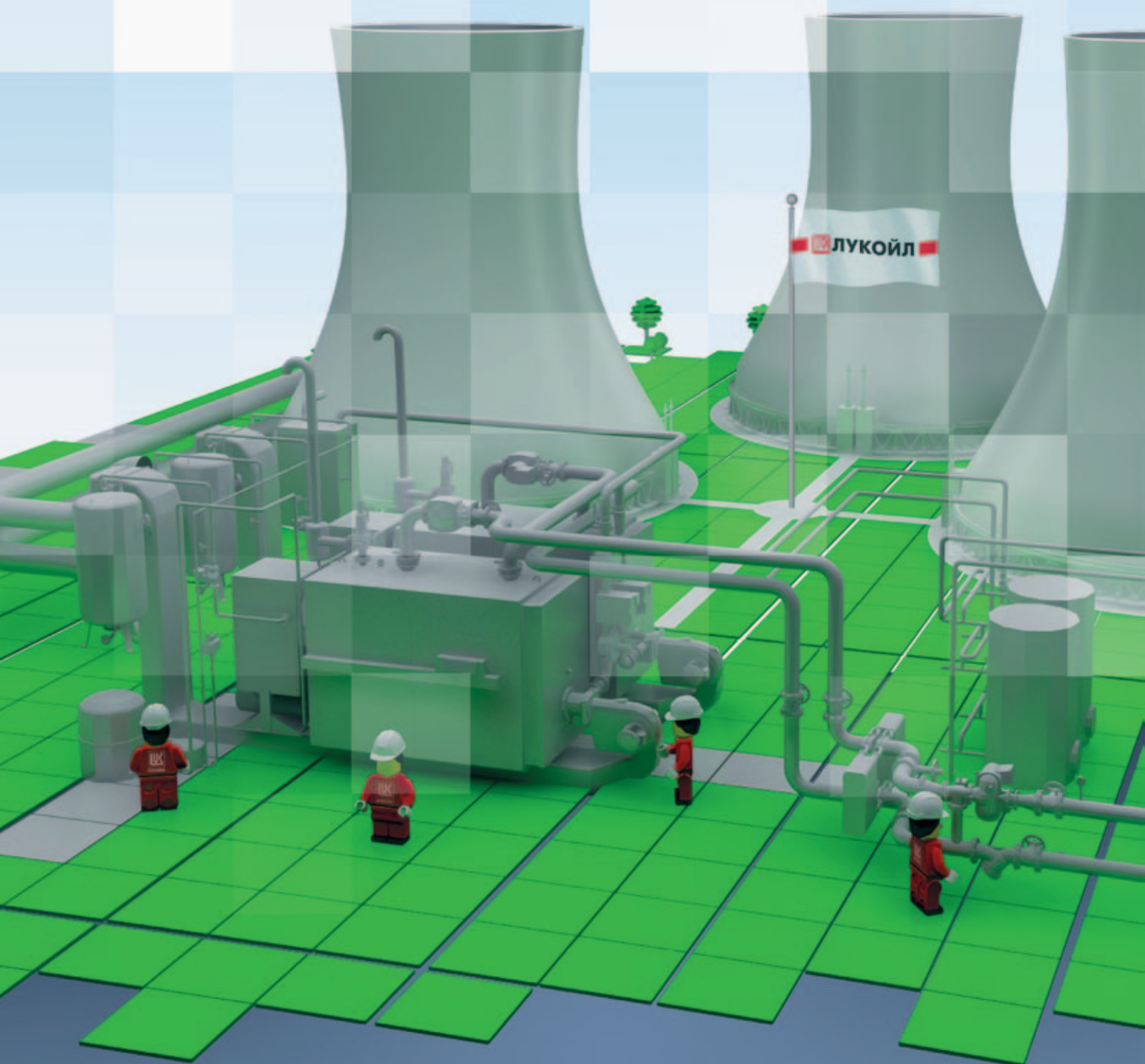
В отчетном году в ООО «Саратоворгсинтез» было принято решение о включении в инвестиционную программу коммерческого проекта по расширению производства цианида натрия до 18 тыс. т/год. В рамках проекта было проведено обследование установки с внесением изменений в действующую техническую документацию. Поставка оборудования и выполнение монтажных работ намечены на 2011 год.

В 2010 году на ООО «Ставролен» были полностью завершены работы по монтажу и введению в эксплуатацию линии компаудирования полиэтилена. На базе ООО «Ставролен» одним из основных проектов, который планируется реализовать в ближайшие годы, является **создание Комплекса переработки газа Северного Каспия**. Он будет использовать ресурсы углеводородного сырья, добываемого группой «ЛУКОЙЛ» в Каспийском регионе. Проект Комплекса 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.

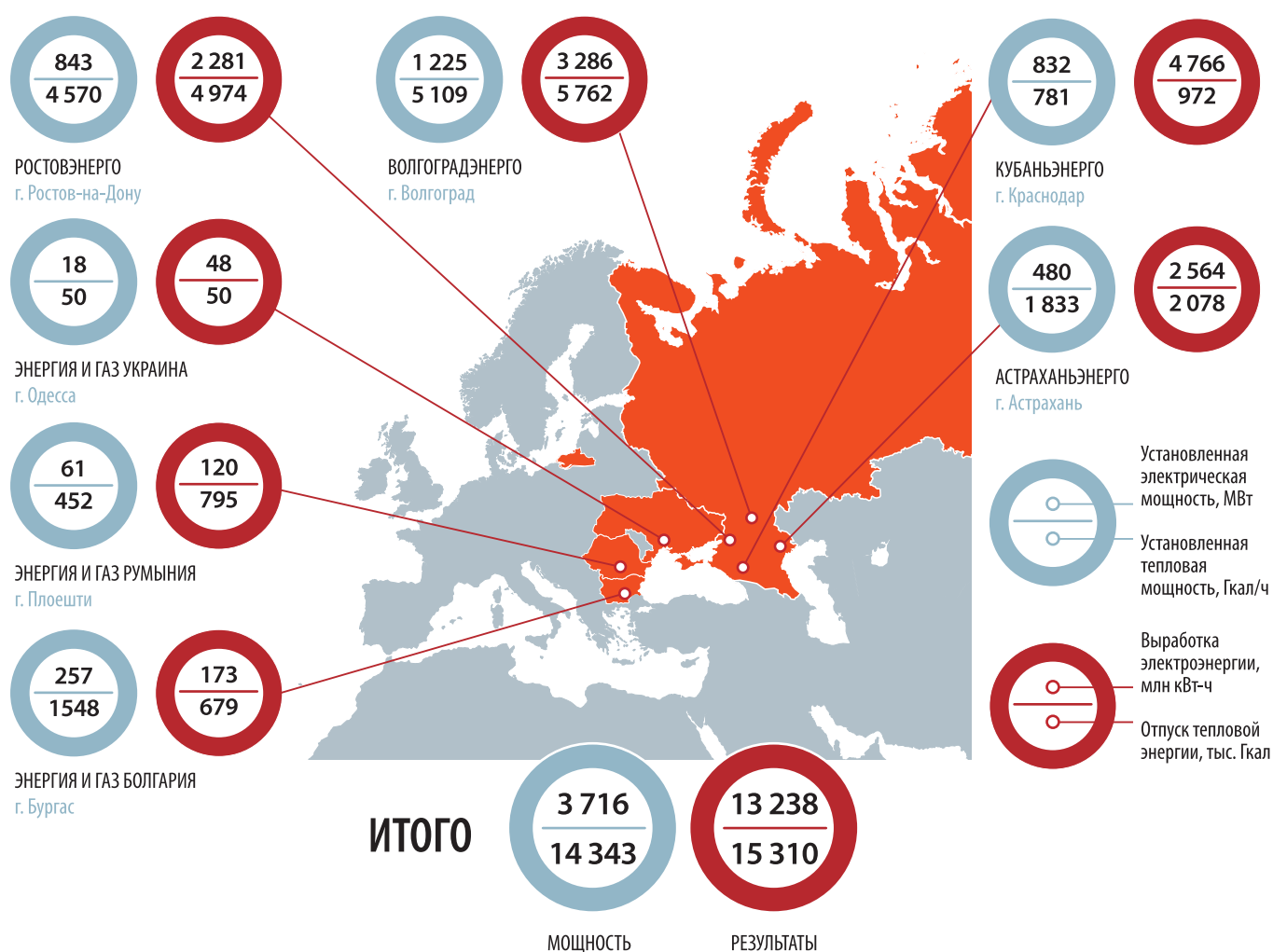
В отчетном году была осуществлена предпроектная проработка и актуализирована конфигурация Комплекса. В 2015 году планируется ввод первой линии ГПЗ производительностью 2 млрд м³ газа и модернизация действующих установок этилена и полиэтилена, в 2017 году — ввод новых нефтехимических производств этилена и полиэтилена и второй линии ГПЗ, производительностью 4 млрд м³ газа.

3

ЭНЕРГЕТИКА



■ ГЕНЕРИРУЮЩИЕ КОМПАНИИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



В рамках реализации Программы стратегического развития Группы «ЛУКОЙЛ» в 2008 году был создан новый бизнес-сектор — «Электроэнергетика». В обновленной стратегии Компании на 2010–2019 годы новому бизнес-сектору было уделено особое внимание. В долгосрочной перспективе сектор «Электроэнергетика» станет важным фактором роста денежных потоков и акционерной стоимости Компании.

Новый сектор включает в себя все направления энергетического бизнеса, начиная от генерации и заканчивая транспортировкой и сбытом тепловой и электрической энергии. В бизнес-сектор «Электроэнергетика», ядром которого являются приобретенные в 2008 году активы ОАО «ЮГК ТГК-8», входят также организации, генерирующие электрическую и тепловую энергию на НПЗ Компании в Болгарии, Румынии, Украине.

СЕКТОР ОБЕСПЕЧИВАЕТ НАДЕЖНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ КАК СОБСТВЕННЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ КОМПАНИИ (ОБЪЕКТЫ ГЕНЕРАЦИИ В БИЗНЕС-СЕКМЕНТАХ «ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА» И «ПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ»), ТАК И ВНЕШНИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА В ЮЖНОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ РФ.

СТРУКТУРНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

В отчетном году завершена реорганизация ООО «ЮГК-ТГК-8», которое изменило свое наименование на ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» и объединило гидро-электростанции Группы. Целью деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» является реализация энергетических проектов на основе возобновляемых источников энергии. Приоритетные направления развития: ветроэнергетика, гидроэнергетика, солнечная энергетика.

В 2010 году продолжалось выполнение работ по заключенному в ходе реформирования РАО ЕЭС России Договору о предоставлении мощности (ДПМ), в частности, ведется строительство парогазовых установок (ПГУ) в Астрахани (мощность — 110 МВт) и Краснодаре (мощность — 410 МВт), которые планируется запустить в эксплуатацию в 2011 году. Эти две ПГУ, общей мощностью более 500 МВт — лишь первый этап реализации взятых Компанией на себя обязательств по модернизации российской энергетики и наращиванию мощностей в дефицитных регионах. В настоящий момент в Компании прорабатываются другие проекты, которые также будут реализовываться в рамках ДПМ в Южном федеральном округе. Общий объем обязательств по строительству энергетических мощностей в рамках ДПМ составляет около 900 МВт.

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

ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Общая выработка электрической энергии организациями бизнес-сектора «Электроэнергетика» в 2010 году составила около 13,2 млрд кВт/ч. Общий отпуск тепловой энергии составил 15,3 млн Гкал, что на 9% меньше чем в 2009 году. Снижение отпуска тепловой энергии обусловлено снижением спроса со стороны потребителей Южного федерального округа.

МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ОАО «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.

■ СХЕМА «СТРУКТУРА БИЗНЕС-СЕКТОРА «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»



ЗАРУБЕЖНЫЕ

ЛУКОЙЛ ЭНЕРГИЯ И ГАЗ БОЛГАРИЯ
 ЛУКОЙЛ ЭНЕРГИЯ И ГАЗ РУМЫНИЯ
 ЛУКОЙЛ ЭНЕРГИЯ И ГАЗ УКРАИНА

Установленная мощность объектов малой энергетики составляет 0,7 ГВт. В 2010 году на собственных электростанциях Группы было выработано 1 409 млн кВт/ч электроэнергии, что составляет 9,9% 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 энергообеспечение 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.

На выполнение мероприятий в рамках программы повышения надежности энергоснабжения в отчетном году было затрачено около 149 млн долл. Реализация программы позволила снизить количество случаев нарушения электроснабжения и, соответственно, недобор нефти (почти на 30%). В 2010 году в целях повышения надежности энергоснабжения, а также создания гибкой системы регулирования энергообеспечения компанией «ПЕТРОТЕЛ ЛУКОЙЛ С.А.» в опытно-промышленную эксплуатацию введена ТЭЦ на базе котла с циркулирующим кипящим слоем.

В отчетном году в Компании был утвержден График энергетического обследования (энергоаудита) дочерних нефтегазодобывающих организаций Группы. Целью проведения энергоаудита является выявление потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также разработка мероприятий по энергосбережению. В 2010 году в соответствии с Графиком был проведен энергоаудит в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

Кроме того, в 2010 году произведен запуск и начала коммерческая эксплуатация энергоблока

ООО «ЛУКОЙЛ ЭНЕРГИЯ И ГАЗ УКРАИНА», отвечающего современным требованиям по экологичности и энергоэффективности. Реализация данного проекта позволит обеспечить устойчивый сбыт остатков продуктов висбрекинга в качестве основного вида топлива энергоблока.

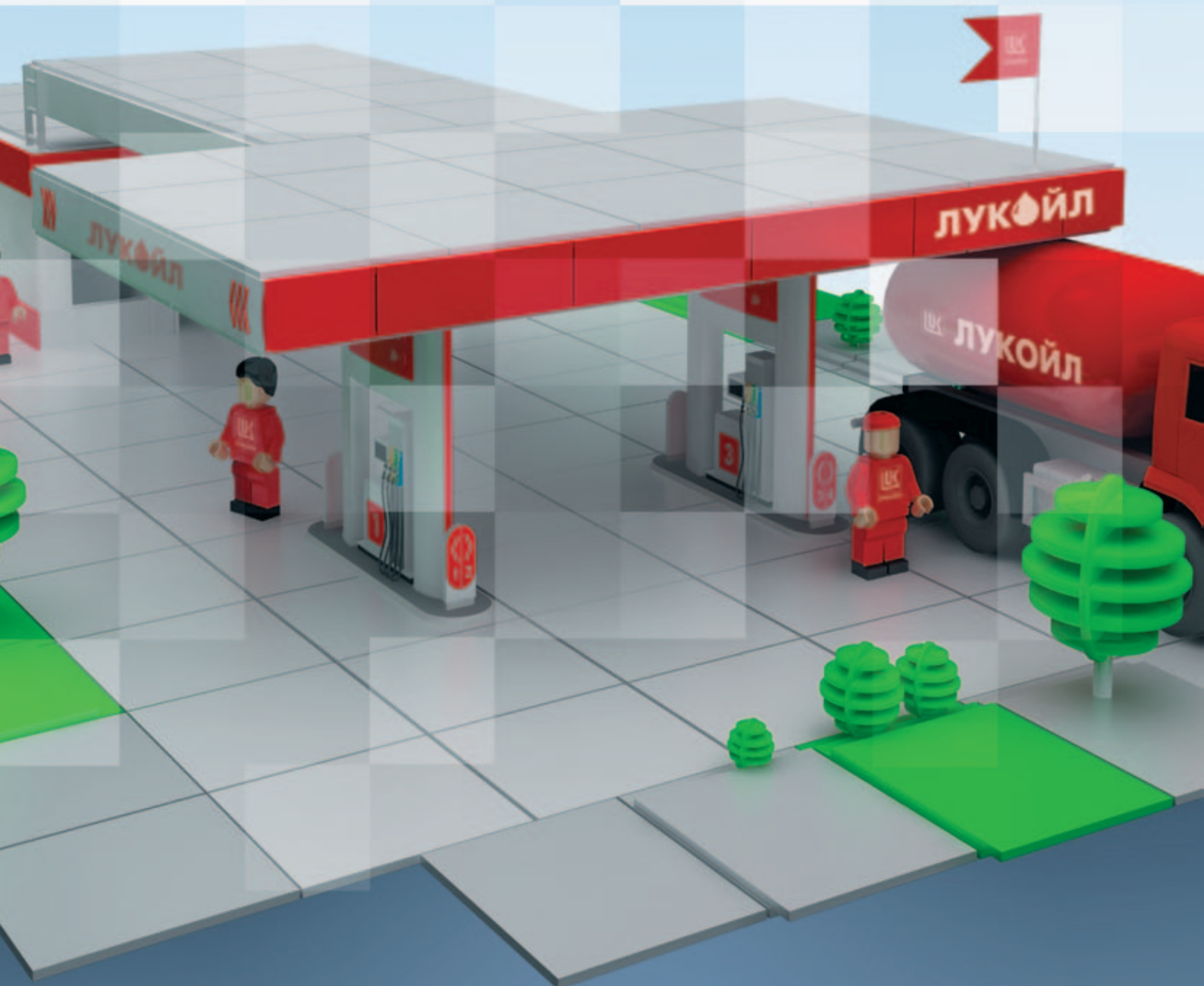
Рациональное использование электроэнергии позволяет существенно снижать затраты Группы на приобретение энергоресурсов. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии установлена и функционирует во всех дочерних обществах Компании. Эта система позволяет снижать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

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В конце 2010 года ООО «ЮГК-ТГК-8» изменило свое наименование на ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», которое на текущем этапе объединило гидроэлектростанции организаций группы «ЛУКОЙЛ». Основной целью деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» является реализация энергетических проектов на основе возобновляемых источников энергии.

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 сотрудничества с мировыми компаниями, занятыми в области возобновляемой энергетики. Так, в 2010 году Компания и итальянская компания ERG Renew подписали Меморандум о взаимопонимании по вопросам сотрудничества в области возобновляемой энергетики. Документ, в частности, предусматривает оценку возможности совместного ведения бизнеса в секторе возобновляемой энергетики в Болгарии, Румынии, Сербии и России. При этом первоочередное внимание будет уделяться проектам, связанным с ветровыми электростанциями. Компания ERG имеет большой опыт в строительстве и эксплуатации объектов возобновляемых источников энергии.

4

ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ
ПРОДУКЦИИ

СТРАТЕГИЯ

- Оптимизация логистики: снижение транспортных затрат
- Оперативное управление товарными потоками
- Увеличение эффективности торговых операций
- Увеличение объемов розничной реализации нефтепродуктов и сопутствующих товаров и услуг
- Оптимизация сети АЗС



РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

СУММАРНЫЙ ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ КОМПАНИЕЙ, ВКЛЮЧАЯ ПОСТАВКИ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НА СОБСТВЕННЫХ И ПРИВЛЕЧЕННЫХ НПЗ, В 2010 ГОДУ СОСТАВИЛ 114 МЛН Т. ПРИ ЭТОМ В СВЯЗИ С БОЛЕЕ ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПОСТАВОК НЕФТИ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК ПО СРАВНЕНИЮ С БОЛЬШИНСТВОМ НАПРАВЛЕНИЙ ПОСТАВОК В ДАЛЬНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ, СУЩЕСТВЕННЫЕ ОБЪЕМЫ НЕФТИ БЫЛИ ПЕРЕОРИЕНТИРОВАНЫ С НЕЭФФЕКТИВНЫХ ЭКСПОРТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ НА НПЗ КОМПАНИИ И РЕАЛИЗАЦИЮ НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ РФ.

Наиболее эффективным направлением размещения добытой нефти Компанией по-прежнему являлась ее переработка на российских НПЗ. Объем **поставок нефти на НПЗ Группы в России** в 2010 году составил 45,21 млн т, что почти на 2% выше по сравнению с 2009 годом. В отчетном году для оптимизации транспортных затрат были возобновлены схемы замещения при поставках нефти на переработку на НПЗ Компании. Так, с мая 2010 года ежемесячно 50,0 тыс. т нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» поставлялось на Уфимские НПЗ, взамен аналогичный объем нефти ОАО «Башнефть» поступал на Нижегородский НПЗ Компании. Общий объем нефти, поставленный по схеме замещения, составил более 500 тыс. т.

Поставки нефти на зарубежные НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», на комплексы ISAB и TRN¹ в 2010 году составили 20,97 млн т, что на 15% выше по сравнению с 2009 годом в результате приобретения доли в НПЗ TRN в сентябре 2009 года. Поставки нефти на пере-

работку на сторонние заводы в отчетном году практически прекратились (объем составил 0,11 млн т), что обусловлено прекращением переработки нефти на сторонних НПЗ в Белоруссии в конце 2009 года в связи со снижением прибыльности таких операций. В третьем квартале 2010 года Компания начала переработку на стороннем НПЗ в Казахстане.

На **внутреннем рынке** в 2010 году было реализовано 3,6 млн т нефти, что на 22% больше, чем в 2009 году. Увеличение объемов продаж обусловлено прекращением переработки нефти на сторонних НПЗ в России и Беларуси, что привело к высвобождению дополнительного ресурса нефти, который был переориентирован на внутренний рынок.

Экспорт нефти из России дочерними обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) в 2010 году составил 40,59 млн т (815 тыс. барр./сут), что на 3,4% ниже уровня 2009 года. Уменьшение объема экспорта обусловлено снижением объема добычи нефти, а также прекращением поставок нефти на переработку в Беларусь.

Основная часть экспорта нефти Компании осуществлялась через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть» (доля таких поставок в общем экспорте составила 78%), однако объем таких поставок по сравнению с 2009 годом снизился на 4,3%, до 31,59 млн т. Объем экспортных поставок, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», в 2010 году составил

¹ Включая поставки нефтепродуктов на комплексы ISAB и TRN.

9,00 млн т, что соответствует уровню 2009 года. 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, сдаваемая в эту систему, реализуется по цене нефти сорта Юралс, которая в результате и является основным сырьевым экспортным товаром Компании.)

В ОТЧЕТНОМ ГОДУ КОМПАНИЯ ЭКСПОРТИРОВАЛА 8,73 МЛН Т НЕФТИ ЧЕРЕЗ СОБСТВЕННЫЕ ТЕРМИНАЛЫ. ЧЕРЕЗ ВАРАНДЕЙСКИЙ ТЕРМИНАЛ В 2010 ГОДУ БЫЛО ЭКСПОРТИРОВАНО 7,5 МЛН Т НЕФТИ, ЧЕРЕЗ ПОРТ СВЕТЛЫЙ — 1,2 МЛН Т.

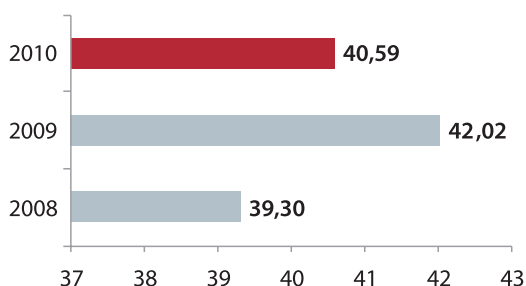
В отчетном году была продолжена работа по эффективному управлению экспортными поставками. Так, на черноморском направлении поставки нефти, предусмотренные согласно экспортному графику для отгрузки через наименее прибыльное направление, порт Южный, были перераспределены на более выгодное направление — порт Приморск.

Помимо этого, в условиях сложившейся ситуации на фрахтовом рынке и низких ставок на простой судов, был реализован наиболее экономически выгодный вариант экспорта нефти ОАО «РИТЭК» через Северный морской путь. Была проработана и осуществлена логистическая схема поставки с привлечением инфраструктуры группы «ЛУКОЙЛ» (прямые рейсы в Европу без осуществления операций по перевалке в суда типа «Афрамакс» при поставках на экспорт).

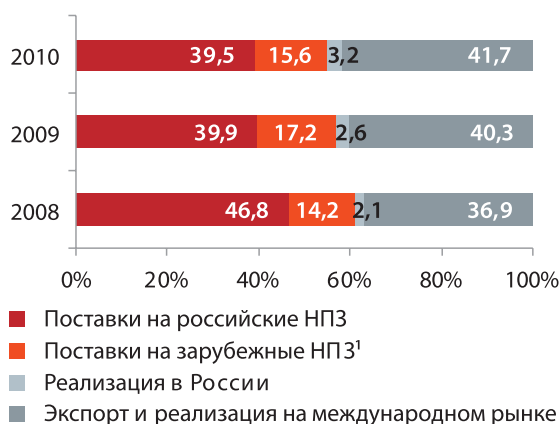
На **международном рынке** (с учетом экспорта) было реализовано 47,74 млн т нефти, из них 3,18 млн т — в странах ближнего зарубежья и 44,56 млн т — в странах дальнего зарубежья. Общий объем реализации нефти на российском и международном рынках в 2010 году составил 51,38 млн т, что на 2,8% выше уровня 2009 года.



■ **ЭКСПОРТ НЕФТИ ИЗ РОССИИ, млн т**



■ **СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТИ, %**



¹ Включая нефтепродукты, поставляемые на ISAB и TRN

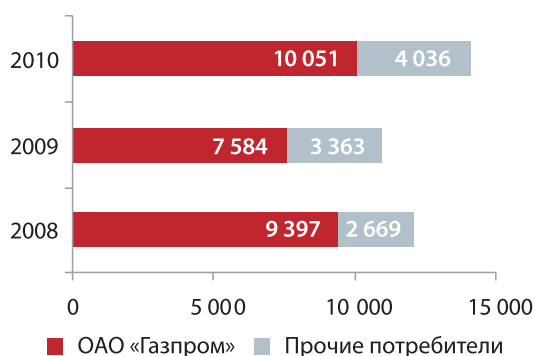
РЕАЛИЗАЦИЯ ГАЗА

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.

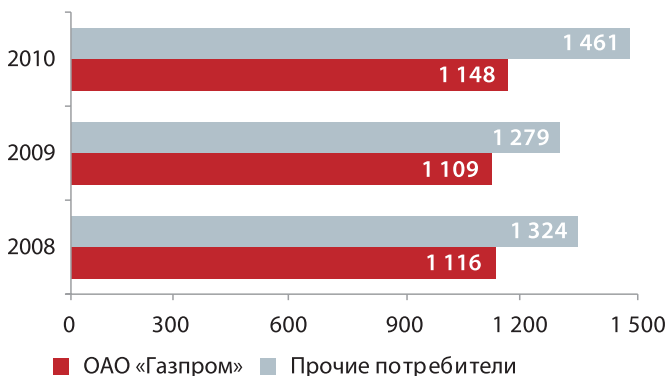
В 2010 году объем реализации природного, попутного нефтяного и отбензиненного и сухого газа российскими организациями Группы составил 14 087 млн м³, что на 29% выше уровня 2009 года. В том числе Группа реализовала 10 051 млн м³ газа в адрес ОАО «Газпром» (включая более 8 млрд м³ природного газа с Находкинского месторождения Компании) и 4 036 млн м³ газа — прочим потребителям. Увеличение объема реализации газа обусловлено ростом мирового спроса на газ и соответственной отменой ограничений по приему газа со стороны ОАО «Газпром». Кроме того, в отчетном году более чем в три раза были увеличены поставки попутного нефтяного газа из ресурсов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в адрес ЗАО «Пургаз» за счет выхода на рабочий режим Северо-Губкинского месторождения, введенного в эксплуатацию в июне 2009 года.

Средневзвешенная цена реализации газа в отчетном году выросла на 7,4% по сравнению с 2009 годом и составила 1 238 руб./тыс. м³ (1 148 руб./тыс. м³ в адрес ОАО «Газпром» и 1 461 руб./тыс. м³ в адрес конечных потребителей), в результате роста доли высокоэффективных поставок конечным потребителям.

СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА ОАО «ЛУКОЙЛ», млн м³



ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗА ОАО «ЛУКОЙЛ», руб./тыс. м³



ГАЗОВЫЙ БАЛАНС

РОССИЯ

■ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

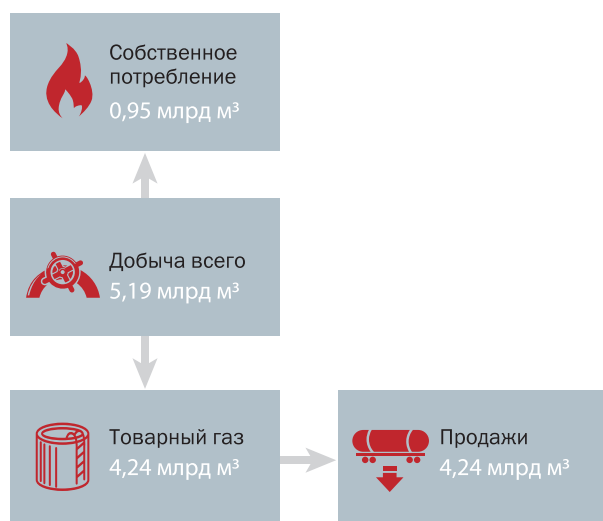


■ ПОПУТНЫЙ ГАЗ

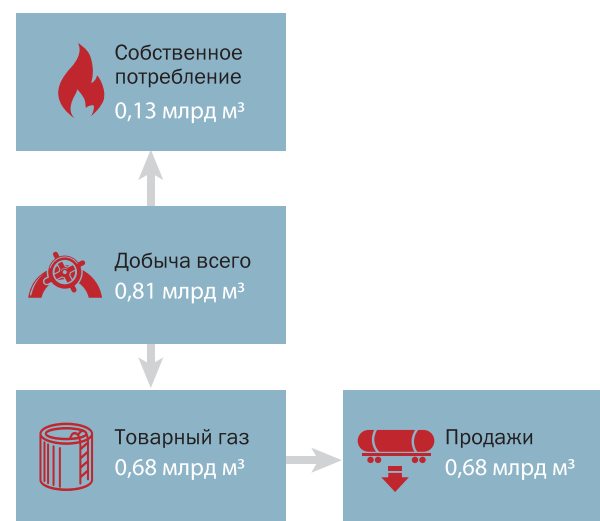


ЗАРУБЕЖЬЕ

■ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

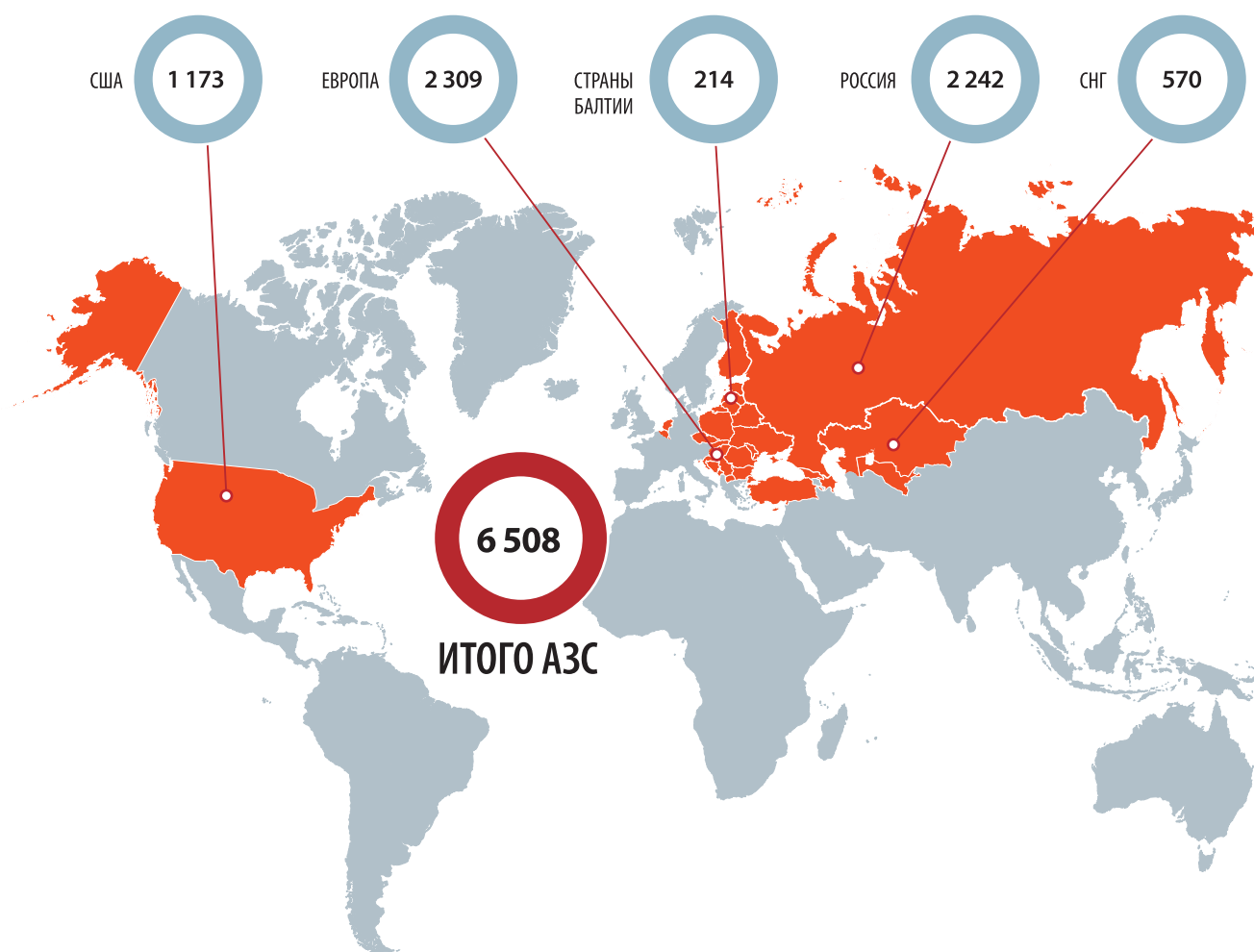


■ ПОПУТНЫЙ ГАЗ



СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

■ СБЫТОВАЯ СЕТЬ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» (КОЛИЧЕСТВО АЗС)



ОПТОВАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

В 2010 году на **внутреннем рынке** оптовым покупателям было реализовано 10,98 млн т нефтепродуктов, что на 12% больше по сравнению с 2009 годом.

Экспорт нефтепродуктов в 2010 году уменьшился на 6,9%, до 25,82 млн т при одновременном увеличении поставок средних дистиллятов на внутренний рынок РФ. Структура экспорта в отчетном году осталась без изменений: в экспорте Компании преобладали топочный мазут, дизельное топливо и вакуумный газойль, на долю которых приходилось 92% суммарного объема экспорта. Структура экспорта Компании в целом соответствует общероссийской структуре экспорта.

Основным видом транспортировки нефтепродуктов Группы на экспорт в 2010 году по-прежнему оставался железнодорожный транспорт. Этим видом транспорта было экспортировано около 80% нефтепродуктов. В частности, перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом осуществлялись до терминала в Высоцке. В 2010 году через терминал было отгружено 12,3 млн т нефтепродуктов, в том числе 3,4 млн т вакуумного газойля, 3,6 млн т дизельного топлива и 5,0 млн т мазута.

Экспорт нефтепродуктов в отчетном году осуществлялся также водным и трубопроводным транспортом, на долю которых приходилось 11% и 9% экспорта Компании соответственно.

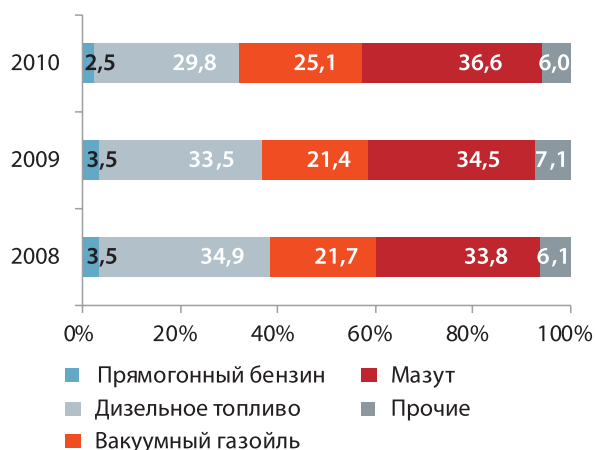
В 2010 году Компания продолжила меры по оптимизации поставок нефтепродуктов. В частности, были увеличены поставки дизельного топлива 10 ppm на экспорт через порт Приморск. Помимо этого, поставки вакуумного газойля были переориентированы из порта Высоцк в порты Прибалтики без ухудшения эффективности поставок. Это позволило высвободить мощности порта Высоцк для перевалки мазута Компании на экспорт по наиболее эффективному направлению. В отчетном году была также проведена работа по увеличению поставок нефтепродуктов по новым направлениям, в частности поставок авиационного керосина Jet A-1 и дизельного топлива в Афганистан, поставок битумов в страны Западной и Восточной Африки и Индонезию.

Группа «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

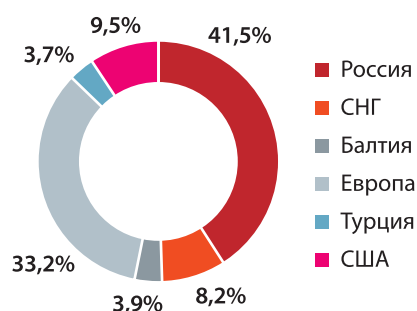
напрямую конечным потребителям, минуя сторонних трейдеров, а также поставки ресурсов третьих лиц и эффективное снабжение собственных сетей. **Объем оптовых продаж нефтепродуктов на международном рынке (включая экспорт) в 2010 году вырос на 4,1% и составил 80,04 млн т.**

Торговые офисы группы «ЛУКОЙЛ» расположены в 9 странах мира. Компания 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 году торговая деятельность Компании охватывала 90 стран мира.

■ СТРУКТУРА ЭКСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ, %



■ СТРУКТУРА РЕАЛИЗАЦИИ СОБСТВЕННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ КОМПАНИИ В 2010 ГОДУ (опт и розница)



РОЗНИЧНАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 01.01.2011 г. охватывала 27 стран, включая Россию, страны СНГ и Европы (Азербайджан, Беларусь, Бельгия, Болгария, Босния и Герцеговина, Венгрия, Грузия, Италия, Кипр, Латвия, Литва, Люксембург, Македония, Молдова, Польша, Румыния, Сербия, Словакия, Турция, Украина, Финляндия, Хорватия, Черногория, Чехия, Эстония), а также США, и насчитывала 189 нефтебаз с общей резервуарной емкостью 2,88 млн м³ и 6 508 автозаправочных станций (включая АЗС, работающие по договорам франчайзинга).

ОБЪЕМ РОЗНИЧНЫХ ПРОДАЖ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЧЕРЕЗ СОБСТВЕННЫЕ И АРЕНДОВАННЫЕ АЗС В 2010 ГОДУ СОСТАВИЛ 14,34 МЛН Т, ЧТО НА 1,8% ВЫШЕ УРОВНЯ 2009 ГОДА. ОБЪЕМ СРЕДНЕСУТОЧНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ НА ОДНУ АЗС (СОБСТВЕННУЮ И АРЕНДОВАННУЮ) В ОТЧЕТНОМ ГОДУ УВЕЛИЧИЛСЯ ДО 8,1 Т/СУТ (7,8 Т/СУТ В 2009 ГОДУ) БЛАГОДАРЯ ОПТИМИЗАЦИИ СБЫТОВОЙ СЕТИ ГРУППЫ И СОКРАЩЕНИЯ ЧИСЛА НИЗКОЭФФЕКТИВНЫХ АЗС.

Увеличение объемов розничной реализации было достигнуто за счет роста объемов продаж на российском рынке (+13,0% по сравнению с показателем 2009

года). В то же время объем реализации на международном рынке в 2010 году снизился, главным образом, вследствие реструктуризации розничной сети в США.

В отчетном году Компания продолжила мероприятия по оптимизации сбытовой сети с целью снижения затрат и повышения эффективности. В Европе и странах СНГ было оптимизировано 100 АЗС (1 АЗС передана в аренду, 13 АЗС ликвидированы, 1 АЗС продана, 85 АЗС передано в дилерское управление) и 3 нефтебазы (законсервированы). В России было оптимизировано 25 АЗС (8 АЗС передано в аренду, 1 АЗС ликвидирована, 16 АЗС продано) и 9 нефтебаз (7 — продано и 2 — законсервированы). В то же время продолжилось строительство и приобретение высокоэффективных станций, а также реконструкция имеющихся. В частности, в Европе и странах СНГ было построено 23 новых АЗС, 59 АЗС приобретено и 50 — реконструировано. В России было построено 38 АЗС, приобретено 26 АЗС и 45 — реконструировано.

Инвестиции в развитие сбытовой сети в 2010 году составили 414 млн долл.

В 2010 году было продолжено исполнение программы по развитию сбытовой сети и реализации сжиженных и сжатых газов. Общий объем реализации этой



продукции группой «ЛУКОЙЛ» составил 836,3 тыс. т (в том числе 474,5 тыс. т через розничную сеть), что на 12,3% выше уровня 2009 года.

В отчетном году Компания продолжила развитие системы безналичных расчетов на АЗС с использованием топливных карт «ЛИКАРД». По состоянию на 01.01.2011 г. сеть АЗС, оборудованных для приема топливных карт «ЛИКАРД», в России составила 2 864 АЗС, в том числе 1 952 АЗС Компании. За рубежом оборудованием системы «ЛИКАРД» оснащены 673 АЗС, из них 530 АЗС Компании.

Общее количество АЗС, на которых осуществляется прием топливных карт «ЛУКОЙЛ», составило 3 537 шт. Количество АЗС, оснащенных оборудованием для приема карт, в 2010 году увеличилось на 56 шт. По состоянию на 01.01.2011 г. общее количество находящихся в обращении карт «ЛИКАРД» превысило 4,4 млн шт. (в том числе на территории РФ — свыше 4,2 млн шт.), что на 35% выше уровня 2009 года.

Общая реализация нефтепродуктов через систему «ЛИКАРД» по всем типам карт в 2010 году составила около 3,65 млн т нефтепродуктов, в том числе на территории РФ около 3,44 млн т, за рубежом — около 212 тыс. т.

Россия

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» в России по состоянию на 01.01.2011 г. включала 2 242 АЗС (в том числе франчайзинговые) и 110 нефтебаз емкостью 1,11 млн м³. Операторами АЗС и нефтебаз являются 7 организаций нефтепродуктообеспечения, осуществляющих свою деятельность в 62 субъектах РФ.

Объем розничной реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке в 2010 году достиг 7,02 млн т, что на 13,0% превышает уровень 2009 года. Среднесуточная реализация на одну АЗС в России в отчетном году выросла до 10,2 т/сут.

Инвестиции в развитие российского сектора розничной торговли в 2010 году составили 204 млн долл.

В рамках программы оптимизации сбытовой сети Компанией в отчетном году было продано 16 АЗС и 7 объектов нефтебазового хозяйства, передано в аренду 8 АЗС, 1 АЗС ликвидирована и 2 нефтебазы законсервированы. В то же время в 2010 году Группа приобрела и построила 64 новых АЗС и реконструировала 45 действующих. В частности, было построено 38 новых АЗС, в том числе 3 трассовые олимпийского формата — 2 зеркальных комплекса на трассе М-7 в Нижегородской области и АЗС «Уткина заводь» в Ленинградской области.



В 2010 ГОДУ КОМПАНИЯ НАЧАЛА РОЗНИЧНУЮ РЕАЛИЗАЦИЮ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПО СТАНДАРТАМ ЕВРО-5

В 2010 году на внутреннем рынке РФ начались продажи дизельного топлива, соответствующего стандартам Евро-5. Этот вид топлива производится на нефтеперерабатывающих заводах Компании в Нижнем Новгороде, Перми, Ухте и продается под маркой «ЭКТО Diesel» на автозаправочных станциях компании «ЛУКОЙЛ» в регионах деятельности его российских дочерних предприятий по нефтепродуктообеспечению.

Ранее Компания преимущественно экспортировала этот вид топлива. Для перехода на производство дизельного топлива Евро-5 Компания инвестировала значительные средства в строительство новых перерабатывающих мощностей, таких как комплекс гидрокрекинга вакуумного газойля на Пермском НПЗ, и в реконструкцию установки гидроочистки дизельного топлива на Нижегородском НПЗ, а также ряда других технологических установок, на которых применяются самые современные каталитические системы.

Благодаря высокому цетановому числу дизельное топливо стандарта Евро-5 оптимизирует процесс сгорания топливной смеси, снижает шум и вибрацию, предотвращает коррозионные процессы, облегчает запуск двигателя и снижает удельный расход топлива. Кроме этого, дизельное топливо стандарта Евро-5 предотвращает преждевременный износ деталей двигателя и позволяет увеличить срок службы системы нейтрализации отработанных газов, цилиндропоршневой группы и топливной аппаратуры.

В 2010 году продолжилось осуществление проекта по развитию производства и реализации моторных топлив нового поколения под брендом «ЭКТО». Суммарный объем продаж топлив «ЭКТО» (бензина и дизельного топлива) через розничную сеть Компании в России в 2010 году составил 2,67 млн т, что на 23% больше, чем в 2009 году. При этом доля топлив «ЭКТО» в общем объеме розничных продаж моторных топлив увеличилась до 38% по сравнению с 35 в 2009 году.

Объем реализации бензинов под брендом «ЭКТО» через собственную розничную сеть составил 1,60 млн т, что на 23% превышает уровень 2009 года. Доля бензинов «ЭКТО» в общем объеме розничных продаж автобензинов потребителям выросла до 31% по сравнению с 28 в 2009 году. Объем продаж дизельного топлива «ЭКТО» через АЗС организаций НПО составил 1,08 млн т, что на 24% выше показателя 2009 года. Доля дизельного топлива «ЭКТО» в общем объеме розничных продаж дизтоплива потребителям по итогам 2010 года в сравнении с 2009 годом практически не изменилась и составила 56%.

В 2010 году в рамках Отраслевой стратегии бизнес-сегмента «Переработка и сбыт» на 2010–2019 годы

продолжилась реализация программы развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг российских организаций нефтепродуктообеспечения группы «ЛУКОЙЛ». Выручка от реализации нетопливных товаров и услуг через розничную сбытовую сеть Компании в отчетном году превысила 210 млн долл. При этом доля продовольственных товаров в выручке составляет — 45%, доля фасованной продукции — 26, реализация сопутствующих непродовольственных товаров — 22. Увеличение выручки связано с повышением качества обслуживания на АЗС Компании, а также оптимизацией ассортимента товаров и услуг. Развитие нетопливного бизнеса является важным фактором позиционирования группы «ЛУКОЙЛ» как Компании международного уровня, ориентированной на клиента.

Зарубежье

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» в странах СНГ, Европе и США насчитывает 4 266 АЗС (включая франчайзинговые) и 79 объектов нефтебазового хозяйства с резервуарной емкостью 1,77 млн м³.

Объем розничных продаж нефтепродуктов на международном рынке в отчетном году составил

7,31 млн т, что на 7,0% ниже уровня 2009 года. Уменьшение объема реализации обусловлено снижением потребительского спроса, в том числе вследствие сокращения доходов населения и снижения туристического и автотранспортного потока, а также снижением промышленного производства в ряде стран. Среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС в Европе и странах СНГ составила 6,5 т/сут по сравнению с 7,0 т/сут в 2009 году. В США реализация на одну АЗС составила 7,0 т/сут. Вывод низкоэффективных АЗС из состава Группы позволил увеличить среднесуточную реализацию по сравнению с 2009 годом, несмотря на снижение спроса.

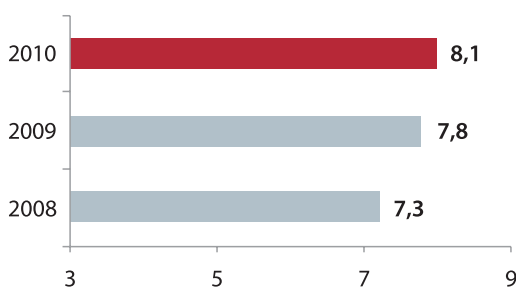
Инвестиции в развитие сбытовой сети Компании в странах Европы и СНГ в 2010 году составили 210 млн долл.

В 2010 году в Европе и странах СНГ Группа ввела в эксплуатацию 82 новые АЗС (23 АЗС — строительство, 59 — приобретение) и реконструировала 50 АЗС.

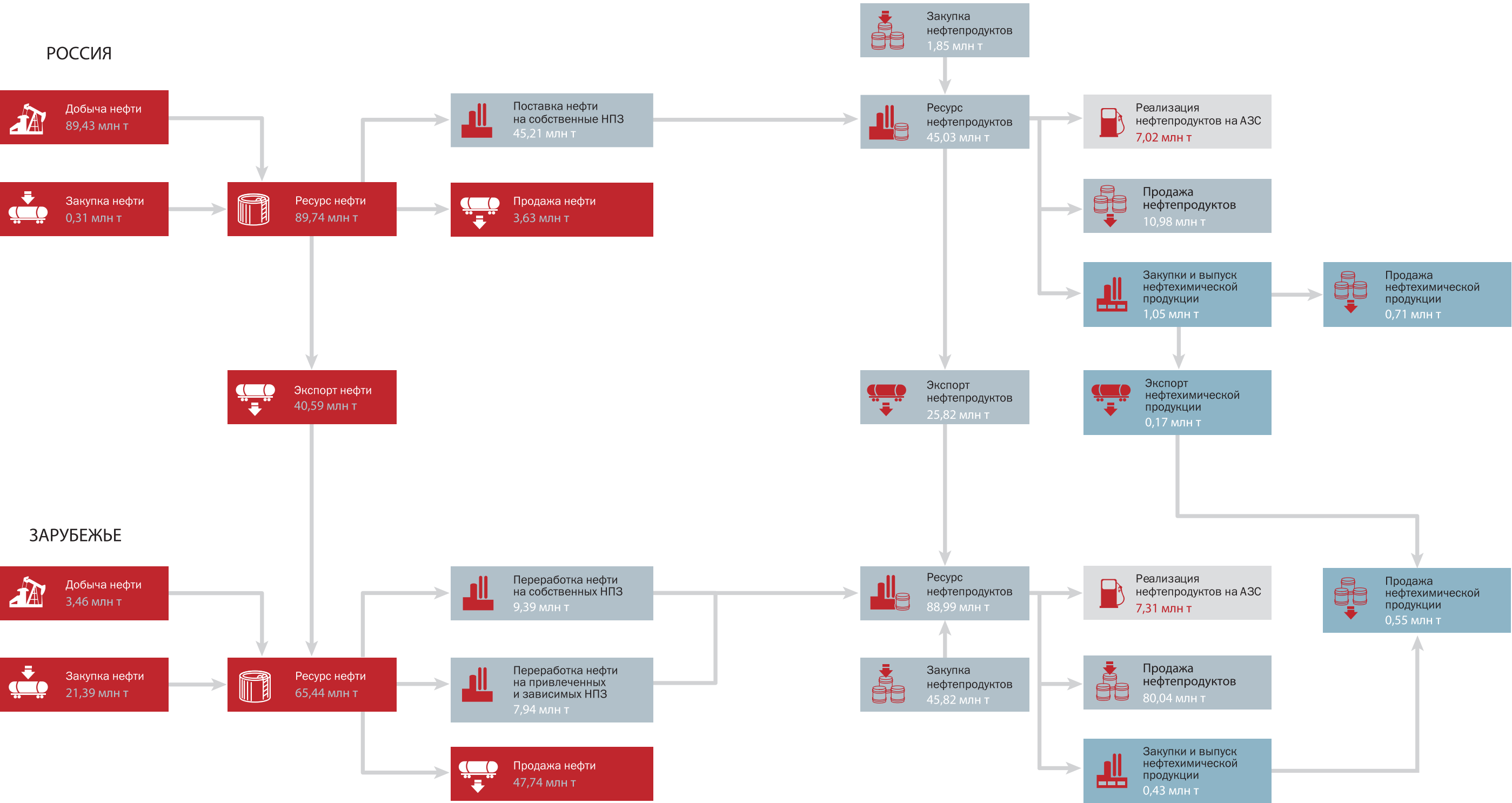
В отчетном году продолжилась реализация мероприятий по продвижению брендированных топлив «ЭКТО» за рубежом, в частности в Литве, Латвии, Эстонии, Украине, Румынии, Турции, Молдове. Общий объем реализации топлив «ЭКТО» (дизельного топлива и автобензина) в 2010 году составил 768,3 тыс. т, что в 3,6 раза превышает показатель 2009 года.

За рубежом, как и в России, Группа 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 АЗС Компании в Европе и СНГ в 2010 году составила около 500 млн долл. Компания планирует увеличивать сопутствующую выручку посредством активной маркетинговой деятельности, оптимизации ассортимента товаров, совершенствования системы быстрого питания на АЗС, расширения спектра дополнительных услуг, сотрудничества с крупными поставщиками, использования лучших торговых практик, повышения качества обслуживания клиентов.

■ СРЕДНЯЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ОДНУ АЗС КОМПАНИИ, т/сут



■ ТОВАРНЫЙ БАЛАНС ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ОАО «ЛУКОЙЛ» (2010)



5

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 2010 году Группа продолжала 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 внедрение 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 2010 году был значительно увеличен и составил более 120 млн долл. (в 2009 году — более 80 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

Группа «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 была 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.

В 2009 году консорциум в составе ОАО «ЛУКОЙЛ» и норвежской компании Statoil стал победителем

тендера на право освоения месторождения Западная Курна-2, одного из крупнейших в Республике Ирак. Извлекаемые запасы оцениваются в 14 млрд барр. нефти. В течение 2010 года по активу Западная Курна-2 подготовлен и согласован с партнерами предварительный план разработки, предусматривающий комплекс мероприятий по уточнению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов месторождения и бурению скважин этапа «Ранняя нефть».

На 2011 год намечено проведение сейсморазведочных работ 3D, бурение 2-х оценочных скважин и начало эксплуатационного бурения по этапу «Ранняя нефть» (4 скважины). Начало добычи нефти по проекту запланировано на 2013 год. Достижение целевого уровня добычи в объеме более 1,8 млн барр. /сут. нефти в год запланировано на 2017 год.

Группа «ЛУКОЙЛ» также активно применяет метод горизонтального бурения скважин, обеспечивающих рост продуктивности в 1,5–2 раза. Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами скважин увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации. В 2010 году в эксплуатацию была введена 101 новая горизонтальная скважина средним дебитом 156,6 т/сут.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

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 2010 году Группа выполнила 4 869 операций ПНП, что на 229 операций меньше, чем в 2009 году. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения методов ПНП составила 22 млн т, или 25% от общей добычи нефти Компанией в России. Основной объем дополнительной добычи (более 14 млн т) получен за счет физических методов, в первую очередь за счет гидроразрыва пласта (ГРП).

В 2010 году на месторождениях Группы проведено 690 операций ГРП со средним приростом дебита нефти 10,8 т/сут. Объемы и эффективность работ по гидравлическому разрыву пласта в 2010 году превышают аналогичные показатели 2009 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 увеличение прироста дебита нефти от проведения ГРП было выше уровня 2009 года благодаря проделанной работе в области совершенствования проектирования ГРП, выбора скважин-кандидатов с использованием гидродинамических моделей, усиления контроля качества применяемых сервисными компаниями материалов и реагентов.

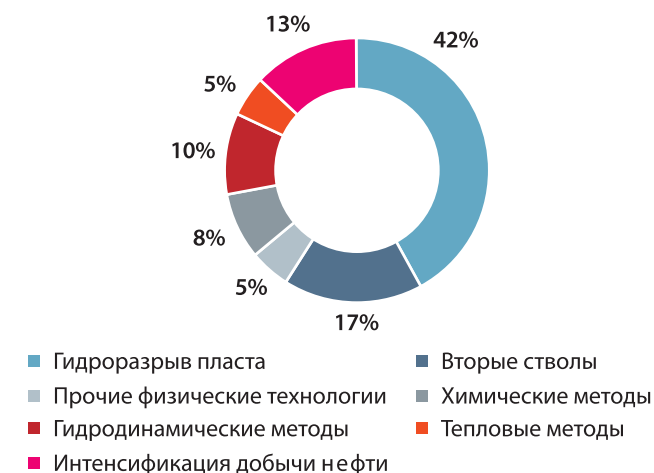
За счет других методов ПНП (гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи нефти) было добыто около 8 млн т. В 2010 году продолжилось активное внедрение химических технологий. В итоге при практически неизменном числе операций (1 351 в 2010 году, 1 357 в 2009 году) дополнительная добыча достигла 1,8 млн т.

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное бурение вторых стволов. Были пробурены 224 скважины со вторыми стволами (264 годом ранее) со средним приростом дебита 19,7 т/сут. В 2010 году Компания на 15,2% сократила объемы работ по бурению вторых стволов на территории РФ по сравнению с уровнем 2009 года. При этом технологическая эффективность увеличилась на 17,3%. Рост эффективности в первую очередь связан с повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на участках бурения вторых стволов.

■ СТРУКТУРА МЕТОДОВ ПНП, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» (2010)



■ СТРУКТУРА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ, ПОЛУЧЕННОЙ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП (2010)



Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти.

ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

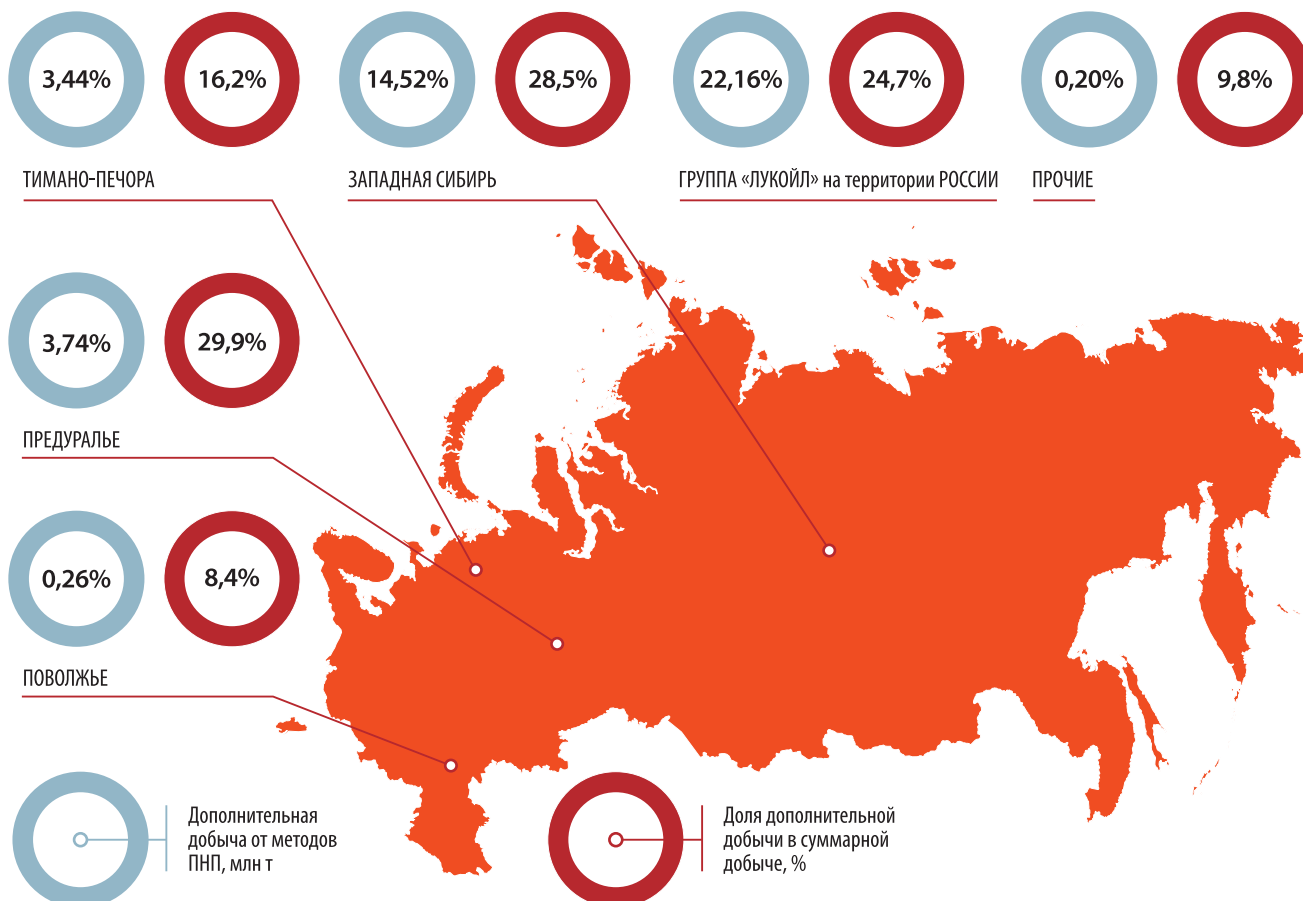
Компания динамично разрабатывает и использует новые технологии добычи высоковязких нефтей. Наибольший отечественный опыт освоения запасов высоковязких нефтей накоплен в Республике Коми, где Группа осуществляет разработку Ярегского и Усинского месторождений. На обоих месторождениях применяются термические методы увеличения нефтеотдачи пласта и добывается более 2,3 млн т/год нефти, что составляет около двух третей от объема добычи тяжелых нефтей в России.

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения разрабатывается по технологиям площадного паротеплового воздействия и пароциклического

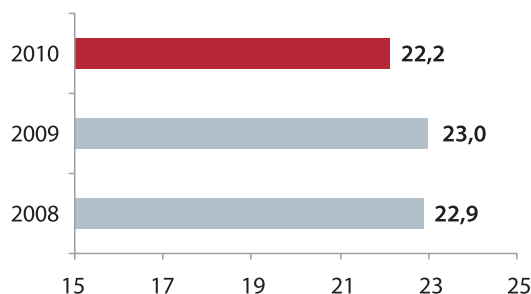
воздействия на пласт. В последние годы успешно проводятся работы по повышению эффективности применения термических технологий в системе вертикальных скважин (продолжается освоение технологии комбинированных пароциклических обработок (ПЦО) и начаты опытные работы по интенсификации притока нефти за счет 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 термической технологии. Поверхностная добыча находится на стадии опытно-промышленных работ. Целью опытных работ является освоение различных технических и технологических аспектов использования горизонтальных скважин в качестве нагнетатель-

■ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПНП В РОССИИ (2010)



■ ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПНП В РОССИИ, млн т



ных и эксплуатационных. В 2010 году на Лыаельской площади Ярегского месторождения по технологии термогравитационного дренирования пласта были пробурены 3 добывающие горизонтальные скважины с длиной горизонтальной части ствола 1000 м. В 2011 году по окончании бурения оставшихся двух добывающих и пяти нагнетательных скважин ожидается ввод участка в опытную эксплуатацию первичной прокачкой пара в нагнетательные и добывающие скважины. Добыча нефти планируется с 2012 года.

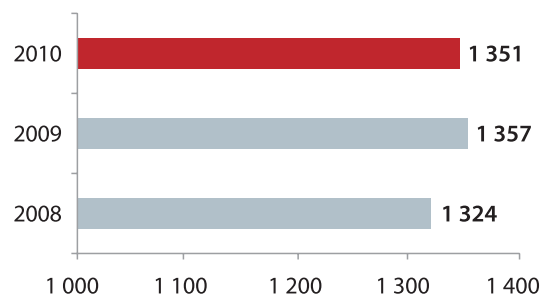
Промышленное применение метода термогравитационного дренирования пластов позволит ввести в разработку недренируемые запасы (по оценке — до 16,5 млн т) и повысить уровень добычи нефти на Ярегском месторождении в целом.

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 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.

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

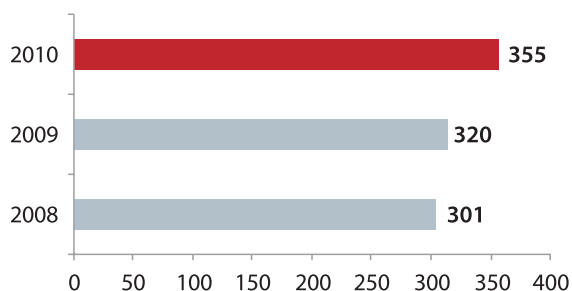
В 2010 году нефтегазодобывающие организации группы «ЛУКОЙЛ» вели добычу нефти и газа на 355 месторождениях, расположенных на территории Российской Федерации. Проектными документами на разработку в составе этих месторождений выделено 986 отдельных объектов разработки. Монито-

■ ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ, скв.



ринг процессов разработки, выбор оптимального комплекса и эффективности геолого-технических мероприятий для выработки запасов проводится с использованием геолого-гидродинамического моделирования. По состоянию на конец отчетного года геолого-гидродинамическими моделями обеспечены 964 объекта разработки. Использование геолого-гидродинамических моделей позволяет реализовывать при разработке месторождений наиболее оптимальные технологические решения в соответствии с особенностями геологического строения и структуры имеющихся запасов. Моделирование позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и снизить затраты на разработку месторождений. Модели активно используются Компанией при разбуривании месторождений и применении методов повышения нефтеотдачи пластов. 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.

■ ЧИСЛО ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ, шт.



ТЕХНОЛОГИИ В СФЕРЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ



В компании «ЛУКОЙЛ» особый акцент делается на разработку, модернизацию и строительство 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 2010 ГОДУ КОМПАНИЯ ПРОВОДИЛА МАСШТАБНЫЕ РАБОТЫ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ И ВВОДУ НОВЫХ УСТАНОВОК НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОЙ ПРОИЗВОДИМОЙ ПРОДУКЦИИ. ТАК, НА НПЗ В НИЖНЕМ НОВОГОРОДЕ БЫЛИ ВВЕДЕНЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ КОМПЛЕКС КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА И НОВАЯ АБСОРБЦИОННО-ГАЗОФРАКЦИОНИРУЮЩАЯ УСТАНОВКА.

Кроме того, на **НПЗ Компании в Волгограде** было завершено строительство блока КЦА водорода, завершена также модернизация теплообмена на установке гидроочистки дизельного топлива.

На **НПЗ в Бургасе** (Болгария) в отчетном году были введены в эксплуатацию установки гидроочистки

дизельного топлива и гидроочистки бензина каталитического крекинга.

Компания уделяет серьезное внимание развитию передовых технологий производства масел и присадок. В Компании создан блок по науке и технологиям. Его основными функциями являются разработка и вывод на рынок новых высококачественных продуктов, востребованных современной техникой, а также новых технологий и рецептов. Эта работа ведется специалистами Компании в тесном сотрудничестве с научными центрами России.

В 2010 году в рамках развития данного 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 была проведена активная работа по оптимизации процессов технологических установок и улучшению качества производимых масел. В частности, Компания провела мероприятия по снижению энергопотребления и повышению качества базовых масел. В течение года Компания приступила к производству 40 новых видов смазочных материалов.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



Применение наиболее современного информационно-технологического обеспечения позволяет Компании оптимизировать бизнес-процессы в различных направлениях деятельности. 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 придаем большое значение использованию технологий, направленных 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 раз-

вивая интегрированную систему управления, к концу 2010 года на базе решений SAP мы осуществили внедрение 23 модулей в 110 организациях.

В 2010 году продолжались подготовительные работы по внедрению Глобального решения ИСУ, которое позволит работникам Компании работать в едином информационном пространстве, что повысит сбалансированность и оперативность системы управления деятельностью ОАО «ЛУКОЙЛ». В отчетном году основным результатом в этой области стало утверждение Правлением ОАО «ЛУКОЙЛ» и опробация в рамках пилотного проекта базовых документов системы управления в группе «ЛУКОЙЛ», содержащих основополагающие принципы совершенствования корпоративной системы управления.

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

6

СОЦИАЛЬНАЯ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬ



КОМПАНИЯ В СВОЕЙ РАБОТЕ РУКОВОДСТВУЕТСЯ САМЫМИ ВЫСОКИМИ СТАНДАРТАМИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ОСОЗНАННОЕ ПРИНЯТИЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ПЕРЕД ОБЩЕСТВОМ ЗА РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВА-

НИЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И СОХРАНЕНИЕ БЛАГОПРИЯТНОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

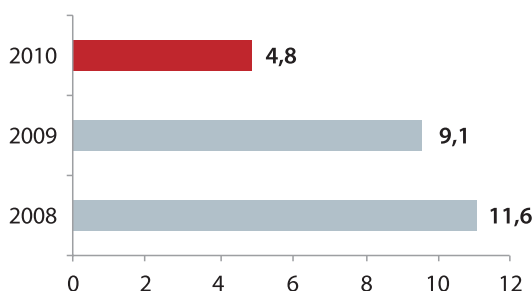
В 2010 году группа «ЛУКОЙЛ» проводила планомерные работы по обеспечению промышленной и экологической безопасности, предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Был проведен ресертификационный аудит системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды группы «ЛУКОЙЛ». Аудиторы международной сертифицирующей компании Бюро Веритас посетили 8 организаций Группы и центральный аппарат ОАО «ЛУКОЙЛ». Впервые сертифицирующей организацией не было выявлено ни одного существенного несоответствия и система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды Компании в очередной раз была рекомендована к ресертификации на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001 и стандарта OHSAS 18001.

Практическая реализация природоохранных целей Политики в области промышленной безопасности,

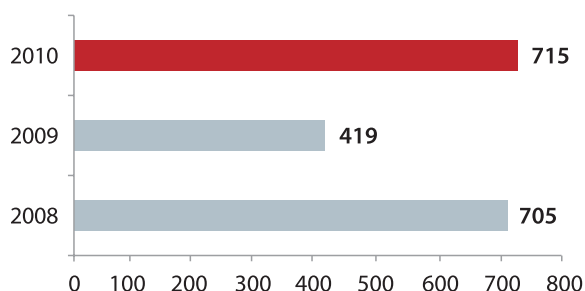
охраны труда и экологии осуществляется в рамках среднесрочной корпоративной Программы экологической безопасности на 2009–2013 годы и ежегодно разрабатываемых планов природоохранных мероприятий дочерних предприятий Компании. В 2010 году наблюдается стабильное снижение техногенной нагрузки на окружающую среду и улучшение экологической обстановки в регионах за счет таких мероприятий, как реконструкция очистных природоохранных сооружений, совершенствование системы обращения с опасными отходами, озеленение производственных и прилегающих территорий, проведение мониторинга состояния окружающей природной среды.

Существенным фактором, осложняющим деятельность по обеспечению экологической безопасности, является несовершенство природоохранного законодательства, его непрерывное изменение, неоднозначность трактовки его положений.

■ СБРОС ЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД, млн, м³



■ ЗАТРАТЫ НА ОХРАНУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, млн долл



На деятельность организаций группы «ЛУКОЙЛ» по обеспечению экологической безопасности значительное влияние оказывают некоторые изменения в российском природоохранном законодательстве, принятые в конце 2009-2010 годах. Среди них:

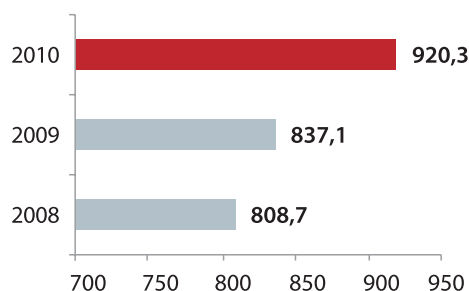
- утверждение в декабре 2009 года Президентом РФ Климатической доктрины Российской Федерации, направленной на координацию действий по обеспечению безопасного и устойчивого развития РФ в условиях изменяющегося климата
- утверждение Правительством РФ федеральной целевой программы «Чистая вода» на 2011–2017 годы, а также ряда правил, регламентирующих правомерные действия в сфере рационального использования и охраны водных ресурсов
- утверждение Минприроды РФ Порядка разработки и утверждения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, нормативов по исчислению размера причиненного компонентам окружающей среды вреда, и других документов
- принятие ряда санитарных правил и норм, регламентирующих требования по нормированию содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, почвах, гигиенические требования к качеству и процессам подготовки питьевой воды и т.д.

Кроме того, следует отметить подготовку проекта Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в целях увеличения использования золошлаковых отходов», образующихся в т.ч. в значительных объемах на объектах энергогенерации; а также подготовку Минприроды России проекта приказа «Об утверждении методических указаний по расчету целевого показателя сжигания попутного нефтяного газа», детализирующего требования постановления Правительства РФ от 08.01.2009 г. №7 по установлению 95%-го целевого показателя с 2012 года.



Природоохранным службам Компании и ее дочерним обществам приходится тратить много времени на актуализацию законодательных требований, приведение текущей деятельности к вновь вводимым требованиям, а также на подготовку предложений по совершенствованию норм.

■ УТИЛИЗАЦИЯ И ЗАХОРОНЕНИЕ ТОКСИЧНЫХ ОТХОДОВ, тыс. т



Мониторинг природоохранного законодательства, оперативное информирование служб дочерних обществ, оказание правовой поддержки Компанией позволили организациям группы «ЛУКОЙЛ» избежать в 2010 году в большинстве случаев критических замечаний и претензий со стороны контрольных и надзорных органов.

ПО ИТОГАМ 2010 ГОДА БЫЛО ЗАРЕГИСТРИРОВАНО СНИЖЕНИЕ СБРОСА ЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД ПОЧТИ В 2 РАЗА. ЭТО ОБУСЛОВЛЕНО ПРОВЕДЕНИЕМ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ.

В отчетном году наличие опасных отходов производства на балансе организаций группы «ЛУКОЙЛ» сократилось на 56 тыс. т. В рамках исполнения требований Правительства РФ по утилизации не менее 95% попутного нефтяного газа (ПНГ) и в целях предотвращения начисления с 2012 года сверхнормативных экологических платежей ведется работа по реализации целевой Программы утилизации попутного нефтяного газа (далее ПНГ). В результате приведения данной программы в исполнение уровень использования ПНГ вырос с 71% в 2009 году до 77 в 2010. Особое внимание в 2010 году также уделялось строительству объектов по утилизации попутного нефтяного газа в Республике Казахстан. Одним из направлений этих работ стало строительство объектов для выработки собственной электроэнергии.

В 2010 ГОДУ НА ВЫПОЛНЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» БЫЛО ЗАТРАЧЕНО ОКОЛО 715 МЛН ДОЛЛ. (420 МЛН ДОЛЛ. В 2009 ГОДУ).

Обеспечение экологической безопасности в организациях группы «ЛУКОЙЛ» в 2010 году осуществлялось за счет проведения ряда мероприятий, направленных на рациональное использование водных ресурсов и предотвращение загрязнения водных объектов; сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу; на утилизацию накопленных нефтесодержащих отходов; предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов. В том числе были приняты и такие меры, как:

- диагностика и капитальный ремонт трубопроводного транспорта
- модернизация и строительство объектов, повышающих уровень использования нефтяного газа
- приобретение оборудования для ликвидации возможных аварийных разливов нефти и нефтепродуктов
- рекультивация нарушенных и загрязненных нефтью земель
- проведение комплекса работ по мониторингу компонентов окружающей среды
- строительство новых и реконструкция действующих сетей водоснабжения и водоотведения
- монтаж хлораторов для обеззараживания промышленной и речной воды
- замена оборудования и оптимизация технологий, направленных на сокращение выбросов загрязняющих веществ
- строительство комплекса по переработке нефтесодержащих отходов

Таким образом, реализация природоохранных мероприятий позволила сократить в 2010 году долю сверхнормативных платежей за негативное воздействие на окружающую среду по сравнению с 2009 годом с 22% от их общей суммы до 17,6.

■ ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

В 2010 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжила работу по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда в рамках Политики Компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке и в соответствии с требованиями законодательств России и государств, на территории которых Группа осуществляет свою деятельность.

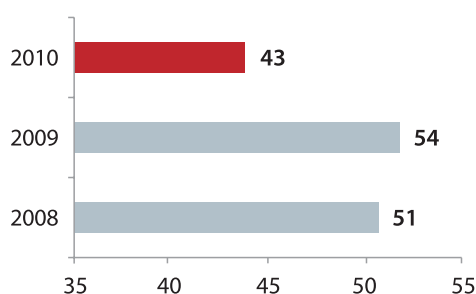
В отчетном году продолжилась реализация Программы промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ОАО «ЛУКОЙЛ» и других организациях Группы «ЛУКОЙЛ» на 2006–2010 годы. Затраты на выполнение Программы в 2010 году составили около 212 млн долл.

В 2010 году удалось достигнуть улучшения основных показателей по травматизму по сравнению с 2009 годом, в том числе по общему количеству несчастных случаев. Так, в отчетном году в организациях группы

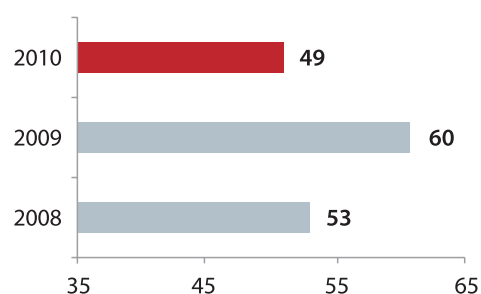
«ЛУКОЙЛ» произошло 43 несчастных случая по сравнению 51 случаем в 2009 году. При этом количество пострадавших уменьшилось с 60 до 49 человек, количество погибших — с 5 до 2 человек.

Осуществление комплекса планово-предупредительных мероприятий позволили не допустить в группе «ЛУКОЙЛ» происшествий, подпадающих под критерии чрезвычайных ситуаций. Регулярное проведение учений и тренировок на морских и речных терминалах Компании, на объектах добычи, переработки и хранения нефти и нефтепродуктов обеспечило поддержание сил и средств организаций группы «ЛУКОЙЛ» в высокой степени готовности к ликвидации возможных разливов нефти и нефтепродуктов. В отчетном году было проведено более 80 учений и тренировок по ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов.

■ КОЛИЧЕСТВО НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ



■ ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО ПОСТРАДАВШИХ



ПЕРСОНАЛ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

ОДНОЙ ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ ЦЕЛЕЙ НАШЕЙ СОЦИАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ ЯВЛЯЕТСЯ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ И СОЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ РАБОТНИКОВ. ВЕДЬ ИМЕННО БЛАГОДАРЯ ЕЖЕДНЕВНОМУ ТРУДУ МНОГОТЫСЯЧНОГО ПЕРСОНАЛА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» НАМ УДАЕТСЯ ИЗ ГОДА В ГОД ДОБИВАТЬСЯ ВПЕЧАТЛЯЮЩИХ УСПЕХОВ. МЫ УДЕЛЯЕМ БОЛЬШОЕ ВНИМАНИЕ МОТИВАЦИИ НАШИХ РАБОТНИКОВ И СЛЕДИМ ЗА ТЕМ, ЧТОБЫ КАЖДЫЙ БЫЛ ЗАИНТЕРЕСОВАН В ДОСТИЖЕНИИ КОМПАНИЕЙ НАИЛУЧШИХ РЕЗУЛЬТАТОВ.

В 2010 году Компания продолжила работу по реализации в группе «ЛУКОЙЛ» Политики управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ» и Социального кодекса ОАО «ЛУКОЙЛ», а также Функциональной стратегии управления персоналом. В соответствии с указанием Президента ОАО «ЛУКОЙЛ» в течение отчетного года проводилась работа по созданию Кодекса деловой этики ОАО «ЛУКОЙЛ» и Правил корпоративной культуры организаций Группы «ЛУКОЙЛ», создана Комиссия по деловой этике.

Для повышения эффективности производственной и финансовой деятельности Группы в отчетном году была продолжена работа по реструктуризации группы «ЛУКОЙЛ». В ее рамках были проведены мероприятия по реорганизации структурных подразделений и выводу из состава обществ на внешний сервис непрофильных подразделений, продолжалась работа по оптимизации организационных структур и численности дочерних обществ бизнес-секторов «Электроэнергетика», «Нефтепереработка в России», «Нефтепереработка за рубежом», «Нефтехимия», «Газопереработка». В результате численность работников организаций группы «ЛУКОЙЛ» по сравнению с 2009 годом снизилась на 9,4%. Особенно заметное снижение произошло в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» (на 11,8%).

Рост выручки позволил значительно повысить удельные показатели эффективности по Компании. Так, выручка на одного работника в отчетном году выросла на 42,8%, чистая прибыль — на 24,7%.

В рамках реализации Политики управления персоналом в 2010 году была продолжена работа по совершенствованию системы вознаграждения работников организаций группы «ЛУКОЙЛ». В частности, для обеспечения единых подходов к стимулированию труда работников организаций, установления зависимости размера вознаграждения от результатов труда каждого совместно со структурными подразделениями ОАО «ЛУКОЙЛ» был подготовлен свод предложений по функциональным показателям деятельности для определения размера годовых премиальных выплат заместителям руководителей организаций Группы. Для обеспечения конкурентоспособного уровня заработной платы своих работников мы постоянно проводим мониторинг рынков труда в регионах деятельности Компании, участвуя в обзорах заработных плат и компенсаций, проводимых ведущими консалтинговыми агентствами.

Помимо материального поощрения, в работе с персоналом Компания использует моральные стимулы. Так, в отчетном году было награждено государственными наградами 16 работников Компании, ведомственными знаками отличия в труде — 550 работников, а наградами Компании — 702 работника и 33 трудовых коллектива. Проведение конкурса на звание «Лучшие работники организации группы «ЛУКОЙЛ» и награждение победителей памятными призами и денежными премиями стало традицией для Компании.

В отчетном году Компания продолжила реализацию социальных программ и мероприятий, направленных на привлечение и удержание в Компании высококвалифицированного персонала. В 2010 году



затраты организаций группы «ЛУКОЙЛ» на реализацию социальных программ для работников, членов их семей и неработающих пенсионеров составили 296 млн долл. В Компании реализуются такие социальные программы, как:

- создание условий отдыха и оздоровления работников и членов их семей; организация спортивно-оздоровительных мероприятий
- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников Компании, включая добровольное медицинское страхование
- 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

На конец 2010 года в долевую систему вовлечено 39,3 тыс. работников российских организаций, а сумма их годовых взносов составила около 11 млн долл. Суммарные взносы Компании по программам негосударственного пенсионного обеспечения в России и за рубежом в отчетном периоде составили более 30 млн долл.

■ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОТНИКОВ ПО БИЗНЕС-СЕГМЕНТАМ (на 01.01.2011), %





Для сохранения достигнутого уровня социальной защиты работников, членов их семей и своих пенсионеров Компания активно использует потенциал социального партнерства в сфере труда, постоянно расширяет и укрепляет практическое взаимодействие со своим профсоюзом, органами государственной власти и местными сообществами.

С 2008 года ОАО «ЛУКОЙЛ» в качестве официального представителя Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) является членом Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений — высшего органа социального партнерства, действующего в соответ-

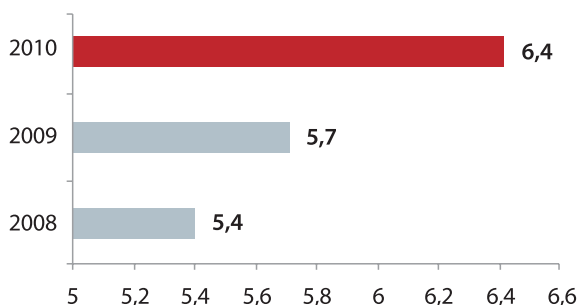
ствии с Трудовым кодексом РФ. Целенаправленная работа Компании в Комиссии позволяет ей напрямую вносить необходимые предложения в проекты законодательных и иных нормативных правовых актов в сфере труда на этапе их разработки и формирования в Правительстве РФ.

В 2010 году Компания приняла участие в 10 заседаниях Комиссии по 74 вопросам, а также в 34 заседаниях пяти ее профильных постоянно действующих рабочих групп по выработке решений по 54 актуальным вопросам в сфере труда.

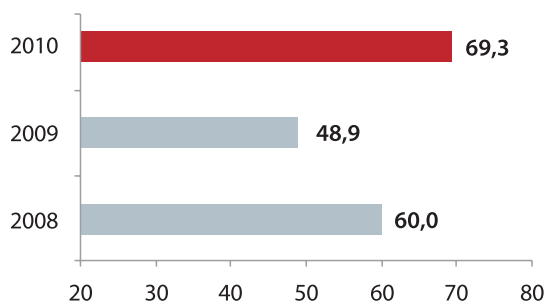
Одним из основных направлений деятельности в области управления персоналом в Компании является подготовка ее работников, прежде всего руководящего состава и резерва кадров. В соответствии с программой подготовки резерва кадров на руководящие должности ОАО «ЛУКОЙЛ» и иных организаций Группы на 2009-2010 годы завершилась подготовка работников, зачисленных в резерв кадров. С этой целью сформированы и активно реализуются программы обучения по развитию лидерского потенциала и управленческих навыков в профильных вузах и иных российских и зарубежных учебных заведениях. Компания использует весь спектр современных средств обучения — бизнес-практикумы, выездные семинары, специальные программы обучения, зарубежные стажировки, тренинги, курсы повышения квалификации, дни профессиональной подготовки, дистанционное обучение, обучение по программам MBA и др. Так, в 2010 году было организовано обучение по программам дополнительного образования для 18 работников Корпоративного центра и 94 работников организаций группы «ЛУКОЙЛ» по программам MBA в ведущих нефтегазовых вузах страны — РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и Институте нефтегазового бизнеса.

В целях совершенствования взаимодействия Компании с высшими учебными заведениями, направ-

■ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ НА ОДНОГО РАБОТНИКА, тыс. барр. н. э./чел



■ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ НА ОДНОГО РАБОТНИКА, тыс. долл./чел



ленного на долгосрочное сотрудничество в области подготовки кадров, в 2009 году была разработана и утверждена Сводная программа по организации работы с высшими учебными заведениями по группе «ЛУКОЙЛ» на 2010 год. В рамках этой программы в мае отчетного года для работников «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд.» и Корпоративного центра были организованы семинары «Страноведение: современный Ирак, Колумбия, Венесуэла, Кот-д'Ивуар, Саудовская Аравия». Обучение прошли в общей сложности 137 человек.

Компания активно продолжает выплачивать специальные именные стипендии и гранты студентам и молодым преподавателям высших учебных заведений, с которыми Группа заключила соглашения о сотрудничестве, организует проведение ознакомительных, производственных, преддипломных практик студентов высших учебных заведений в организациях группы «ЛУКОЙЛ».

В 2010 году была продолжена работа по созданию Корпоративного учебного центра по подготовке персонала организаций группы «ЛУКОЙЛ» в Астрахани. В соответствии с действующим законодательством на базе Центра было создано образовательное частное учреждение дополнительного профессионального образования «Корпоративный учебный центр», которое получило лицензию на право ведения образовательной деятельности.

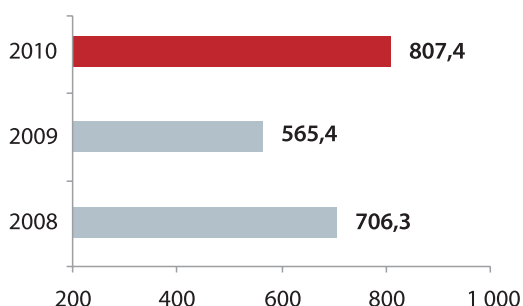
Была продолжена работа по совершенствованию системы дистанционного обучения. В настоящее время к системе подключена 41 организация группы «ЛУКОЙЛ», в которых по состоянию на конец 2010 года зарегистрировано более 61 тыс. пользователей, подано более 9 800 заявок на обучение и обучено около 5 900 работников. Была организована работа по созданию учебных курсов по наиболее актуальной тематике. По итогам года работниками Компании разработано более 120 учебных курсов,

размещенных на портале в открытом доступе. В июле 2010 года работники Компании приняли участие в работе VII Международной выставки и конференции по электронному обучению в России, по итогам которой ОАО «ЛУКОЙЛ» был вручен специальный приз «За поддержку электронного обучения в России».

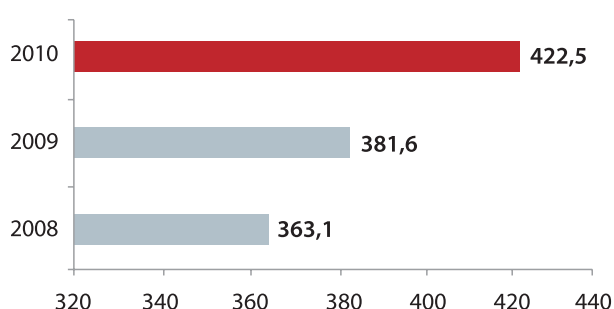
Важной составляющей частью работы по совершенствованию процесса профессионального обучения работников является Программа обмена персоналом между ОАО «ЛУКОЙЛ» и компанией ConocoPhillips. В рамках этой программы в 2010 году завершила стажировку 5-я группа в составе 13 человек.

Предметом особой заботы Компании является работа с молодежью, осуществляемая в соответствии с Комплексной целевой программой группы «ЛУКОЙЛ» по работе с молодыми работниками и молодыми специалистами на 2008–2017 годы. В Компании 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 2010 году в целях раскрытия творческого и профессионального потенциала молодых специалистов был проведен V Конкурс на присвоение звания «Лучший молодой специалист года». В Конкурсе приняло участие 152 конкурсант по 17 номинациям. По итогам Конкурса звание «Лучший молодой специалист года» присвоено 71 кандидату из числа молодых специалистов Компании. Помимо этого, в отчетном году были подведены итоги ежегодного Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК-2009», в котором приняла активное участие молодежь Компании. Было представлено более 140 работ, около 40 молодых работников стали победителями.

■ ВЫРУЧКА НА ОДНОГО РАБОТНИКА, тыс. долл./чел



■ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА НА СОБСТВЕННЫХ НПЗ НА ОДНОГО РАБОТНИКА, т/чел



■ СПОНСОРСКАЯ И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Социальные и благотворительные программы являются для Компании составляющей корпоративной стратегии и помогают конструктивному сотрудничеству с государством, деловыми кругами и обществом. Корпоративные программы носят адресный характер и опираются на имеющийся в регионах профессиональный опыт и человеческий потенциал. При этом в Компании сложилось четкое понимание того, что благотворительная деятельность не должна порождать социальное иждивенчество. Поэтому группа «ЛУКОЙЛ» использует наряду с традиционными формами благотворительности программы стратегической благотворительности и социальных инвестиций, которые предполагают взаимосвязь способов решения социальных проблем со стратегическими целями Компании. Совместная деятельность коммерческого, некоммерческого и государственного секторов для решения актуальных социально-экономических проблем местных сообществ является необходимым условием такого подхода.

ОБЩИЕ РАСХОДЫ КОМПАНИИ НА БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ В 2010 ГОДУ СОСТАВИЛИ ОКОЛО 112 МЛН ДОЛЛ.

Компания выстраивает свою деятельность по двум стратегическим направлениям:

- социальные инвестиции
- программы спонсорства и традиционной благотворительности

ПОДДЕРЖКА ДЕТСКИХ ДОМОВ И ДЕТСКИХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ

Помощь детям Компания считает своим основным приоритетом, который присутствует во всех осуществляемых программах — благотворительных, спонсорских, программах развития детского и юношеского спорта, культуры. Социальные инвестиции в человеческий капитал представляются наиболее обоснованными в современных условиях. Компания стремится к сбалансированному подходу, оказывая поддержку как детям, которые в силу неблагоприятных семейных условий или здоровья оказались в худших условиях, чем их сверстники, так и детям из вполне благополучных семей, помогая им развивать природные способности и таланты.

Благодаря этой программе воспитанники 60 детских домов и интернатов получают помощь от Компании, ее дочерних обществ и Благотворительного фонда «ЛУКОЙЛ». Компания помогает их выпускникам получить образование, укрепить здоровье, обрести профессию и найти свое место в жизни. Так, в 2010 году из 55 выпускников подшефных детских домов 52 поступили в высшие и средние учебные заведения, а трое — приступили к трудовой деятельности.



Ежегодно Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» организует летний отдых для ребят из подшефных детских домов Ишима, Кирова, Ростова-на-Дону, Нижнего Новгорода, Кстово, Сасыколи, Пермского края на побережье Черного моря. Кроме того, воспитанники детских учреждений совершают просветительские туристические поездки по России.

С 2006 года Благотворительный фонд Компании выплачивает именные, «лукойловские», стипендии выпускникам подшефных детских домов, обучающимся в высших и средних учебных заведениях. В 2010 году стипендии получали 80 выпускников.

С 2008 года Компания совместно с организациями Группы в Астраханской области приступила к реализации проекта по воспитанию молодых кадров из числа воспитанников детских домов и детей из малообеспеченных семей области. В связи с началом осуществления крупного бизнес-проекта в регионе была выявлена острая нехватка специалистов технического профиля. В целях решения этой проблемы лучшие воспитанники детских домов и дети из малообеспеченных семей получили возможность обучаться в средних специальных и высших учебных заведениях. Сегодня в Астраханском политехническом колледже и Волго-Каспийском рыбо-промышленном комплексе обучаются более 20 человек. Фонд взял на себя расходы по их обучению и проживанию. По окончании обучения они поступят на работу в организации группы «ЛУКОЙЛ» в регионе.

В Нижегородской области Компания оказывает помощь Кстовскому нефтяному техникуму, где обучаются в том числе и воспитанники подшефных

детских домов. Учащиеся техникума регулярно посещают нефтеперерабатывающий завод Компании ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», где непосредственно знакомятся с производственной деятельностью НПЗ, приобретают практические знания и навыки. Таким образом реализуется комплексная программа социальной адаптации детей, попавших в сложную жизненную ситуацию.

Особое внимание Компания 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 2010 году такие издания получили специализированные детские учреждения Ростовской области.

ПРОГРАММЫ В ОБЛАСТИ ОБРАЗОВАНИЯ

ОДНИМ ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАБОТА О ПОДРАСТАЮЩЕМ ПОКОЛЕНИИ, И В ЧАСТНОСТИ ПОДГОТОВКА МОЛОДЫХ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ. В РАМКАХ СВОЕЙ КОМПЕТЕНЦИИ ГРУППА «ЛУКОЙЛ» ПРОВОДИТ БОЛЬШУЮ РАБОТУ ПО СБЛИЖЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ, НАУКИ И РЕАЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ ИМЕЮТ ТРЕХУРОВНЕВУЮ СИСТЕМУ: ШКОЛА — ВУЗ — КОМПАНИЯ. ЭТИ ПРОГРАММЫ АКТИВНО ДЕЙСТВУЮТ В ТЕХ РЕГИОНАХ, ГДЕ РАБОТАЕТ «ЛУКОЙЛ».

Программа помощи вузам в совершенствовании учебно-материальной базы позволяет вести учебный процесс на современном уровне. Компания помогает приобретать техническое оборудование, необходимое для учебного процесса и научно-общественной деятельности. В частности, в 2008–2010 годах были выделены значительные средства на развитие материально-технической базы и ремонт помещений высших учебных заведений страны. Среди них Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Ухтинский государственный технический университет, Пермский государственный технический университет, Дипломатическая академия МИД РФ, Финансовый университет при Правительстве РФ.

Начиная с 2000 года для поддержки наиболее одаренных студентов вузов Компания учредила именные стипендии, которые выплачиваются студентам нефтяных и технических вузов страны. В 2010 году корпоративную «лукойловскую» стипендию размером в 2 500 и 3 000 руб. в месяц получали 208 студентов в разных городах России.

В рамках грантовой программы «Поддержка молодых преподавателей» около 90 одаренных молодых преподавателей из ведущих вузов страны получили именные гранты. В 2010 году Компания выплатила гранты на общую сумму около 300 тыс. долл.

ПОДДЕРЖКА МЕДИЦИНСКИХ УЧРЕЖДЕНИЙ

Группа «ЛУКОЙЛ» поддерживает ряд крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров — Гематологический научный центр РАМН, Российский кардиологический научно-производственный комплекс.

Компания способствует развитию системы медицинских услуг в регионах своего присутствия. В частности, в 2008-2010 годах около десяти больниц России получили дорогостоящее оборудование от Компании. Среди них — Астраханская детская городская клиническая больница №1, Пензенская областная клиническая больница, Детская городская боль-

ница №1 г. Санкт-Петербурга, Лиманская центральная районная больница, Новобурасская центральная районная больница.

КОНКУРСЫ СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ

Одним из наиболее эффективных механизмов осуществления социально значимых программ является конкурс социальных и культурных проектов, который ежегодно проводят дочерние общества Компании совместно с Благотворительным фондом «ЛУКОЙЛ». Проведение в регионах деятельности Компании конкурсов социальных и культурных проектов стало неотъемлемой частью системной деятельности в сфере корпоративной социальной ответственности. Этот проект доказал, что конкурсный механизм распределения средств является одной из наиболее эффективных форм социальных инвестиций ОАО «ЛУКОЙЛ». Целью конкурса является поддержка проектов и инициатив местных сообществ в решении актуальных проблем территорий, повышение эффективности благотворительной помощи, оказываемой Компанией.

Конкурс социальных и культурных проектов проводится в регионах присутствия группы «ЛУКОЙЛ» с 2002 года. Впервые он был проведен в Пермском крае. За прошедшие годы география конкурса существенно расширилась: на сегодняшний день проект охватывает 10 субъектов РФ. С 2010 года конкурс проходит и в Татарстане. Всего за 9 лет проведения



конкурса поступило более 8,6 тыс. заявок. Было реализовано более 1 700 проектов социальной направленности, для реализации которых было направлено около 10 млн долл.

В 2010 году во всех регионах проведения конкурса для финансирования было отобрано почти 400 проектов из поданных 1 923 заявок. Бюджет конкурса в 2010 году составил около 2 млн долл.

Конкурс проводится по следующим номинациям: «Экология», «Милосердие», «Культура и искусство», «Физическая культура, спорт и туризм», «Родной край». В 2010 году была добавлена номинация, посвященная 65-летию победы в Великой Отечественной войне.

За прошедшие годы Конкурс социальных и культурных проектов стал уникальной площадкой по развитию социальных инициатив. По мнению независимых экспертов, механизм конкурса позволяет действительно эффективно распределять средства. Кроме того, оказывая помощь наиболее активным представителям общества в решении актуальных социальных проблем развития территорий, Компания мотивирует самостоятельное, сознательное, активное поведение граждан и внедрение в некоммерческий сектор механизмов, способствующих повышению эффективности работы НКО. Важно также, что в конкурсе реализуется модель трехстороннего сотрудничества бизнеса, власти и общества. Формат конкурса предусматривает тесное взаимодействие с органами власти субъектов федерации и местного самоуправления, а также привлечение жителей территорий, некоммерческих организаций к решению социальных проблем.

Конкурсный механизм позволяет проектантам развиваться, ставить перед собой цели и планомерно продвигаться к их достижению при информационной и финансовой поддержке ОАО «ЛУКОЙЛ».

СОХРАНЕНИЕ КУЛЬТУРНОГО И ИСТОРИЧЕСКОГО НАСЛЕДИЯ

Поддержка культуры — традиционная для российских крупных компаний область спонсорства и благотворительности. Своеобразие партнерства с учреждениями культуры состоит в том, что поддержка носит комплексный характер — это не только спонсорство в чистом виде (финансирование новых постановок, выставок, т.д.), но и благотворительная

помощь. Приоритет Компании — поддержка классического искусства разных видов, а также участие Компании и ее дочерних обществ в процессе восстановления религиозных традиций и духовной культуры.

В 2010 ГОДУ ГРУППА «ЛУКОЙЛ» ПРОДОЛЖИЛА ПОДДЕРЖКУ КРУПНЕЙШИХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МУЗЕЕВ. СРЕДИ НИХ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ТРЕТЬЯКОВСКАЯ ГАЛЕРЕЯ, МУЗЕИ МОСКОВСКОГО КРЕМЛЯ, ГОСУДАРСТВЕННЫЙ МУЗЕЙ ИЗОБРАЗИТЕЛЬНЫХ ИСКУССТВ ИМ. А.С. ПУШКИНА, ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РУССКИЙ МУЗЕЙ, ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МУЗЕЙ СОВРЕМЕННОЙ ИСТОРИИ РОССИИ, ВЯТСКИЙ ОБЛАСТНОЙ ХУДОЖЕСТВЕННЫЙ МУЗЕЙ ИМ. В.М. И А.М. ВАСНЕЦОВЫХ, НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ХУДОЖЕСТВЕННЫЙ МУЗЕЙ.

Многолетнее сотрудничество связывает ОАО «ЛУКОЙЛ» с Большим симфоническим оркестром им. П.И. Чайковского под управлением В. Федосеева, Пермским государственным театром оперы и балета. На протяжении нескольких лет Компания выделяет средства Калининградской областной филармонии на осуществление программы «Все семьей в концертный зал!» и Уральскому академическому филармоническому оркестру. ОАО «ЛУКОЙЛ» поддерживает проведение в Москве ставшего уже традиционным фестиваля военных оркестров на Красной площади «Спасская башня».

Группа «ЛУКОЙЛ» уделяет особое внимание поддержке религиозных учреждений, деятельность которых включает в себя социальное служение. Компания участвует в программе поддержки реставрационно-восстановительных работ и строительстве монастырей и храмов, в частности, ежегодно оказывает поддержку Введенскому ставропигиальному мужскому монастырю Оптиной Пустыни, выделяет средства на оборудование учебных аудиторий для Общецерковной аспирантуры и докторантуры им. Святых равноапостольных Кирилла и Мефодия. В 2010 году была оказана помощь Центральному духовному управлению мусульман России, Храму Святого равноапостольного великого князя Владимира г. Сочи. Дочерние общества Компании активно участвуют в возрождении и развитии центров церковной и духовной жизни страны и за рубежом.

ОАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на протяжении нескольких лет осуществляет ряд программ, направленных на поддержку народных промыслов. В 2010 году в Кудымкаре состоялся IX межрегиональный фестиваль исторических городов Прикамья. Предприятие активно поддерживает краевой детский фестиваль народных промыслов «Селенитовая шкатулка» в селе

Ашап Ординского района. Существующая в районе школа мастеров-камнерезов известна во всем мире и является одной из немногих, сохранивших свои традиции в современной России.

ПОМОЩЬ НАРОДАМ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Особенность работы ОАО «ЛУКОЙЛ» в районах Сибири и Крайнего Севера состоит в том, что его организации могут оказывать существенное влияние на коренные малочисленные народы. Задача увеличения объемов добычи нефти и газа приводит к тому, что в зону активного недропользования попадают жизненно важные для этих народов отрасли, такие как оленеводство, рыболовство, охота. Изменение традиционного уклада жизни коренных жителей создает проблемы социального и экономического характера. Позиция группы «ЛУКОЙЛ» — постепенный переход от благотворительности к преимущественно экономическим методам партнерства.

Компания разрабатывает и реализует специальные программы по работе с владельцами родовых угодий в Ханты Мансийском автономном округе-Югре, Ненецком автономном округе, Республике Коми. Для сохранения и развития традиционного образа жизни хантов, манси, ненцев и селькупов организации Группы ежегодно заключают договоры по социально-экономическому развитию и совершенствованию районов и мест проживания коренных малочисленных народов. Были также заключены соглашения о сотрудничестве с организацией «Спасение Югры» и Ассоциацией «Ямал — потомкам!»

ПОДДЕРЖКА ВЕТЕРАНОВ ВОЙНЫ И ИНВАЛИДОВ

Фронтовики-нефтяники, ветераны Великой Отечественной войны и трудового фронта пользуются особым вниманием и заботой Компании. Ежегодно в канун дня Победы они получают денежные пособия и подарки. Компания оказывает поддержку также семьям военнослужащих, погибших в локальных конфликтах.

Поддерживая инвалидов, Компания не только оказывает им финансовую помощь, но и пытается помочь им в том, чтобы они могли решать свои материальные проблемы и смогли почувствовать себя нужными обществу.

В год празднования 65-летия Великой Победы при участии Компании был реализован целый ряд мероприятий, посвященных этому событию. Для ветеранов войны были организованы экскурсии по местам боевой славы и музеям, оздоровительные поездки, санаторное лечение, медицинские осмотры. При поддержке Компании в ряде регионов были проведены выставки, изданы книги и выпущены комплекты медалей, приуроченных к этой знаменательной дате.

СПОРТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ

Поддержка российского спорта является одним из важнейших направлений социальной политики ОАО «ЛУКОЙЛ» на протяжении многих лет. Ключевыми приоритетами Компании в области развития физкультуры и спорта являются физкультурно-оздоровительная работа с сотрудниками Компании и членами их семей, развитие массовых видов спорта, поддержка профессиональных спортивных коллективов России, национальных Федераций и национального олимпийского движения, оказание содействия развитию детского спорта в России.

Компания «ЛУКОЙЛ» постоянно заботится о здоровье своих сотрудников, поэтому во всех регионах России, где Компания развивает свою деятельность, проводятся спортивные соревнования по различным зимним и летним видам спорта. Одними из наиболее масштабных мероприятий, направленных на популяризацию физической культуры и массового спорта, являются Международные Спартакиады ОАО «ЛУКОЙЛ». Первая Спартакиада была организована в 2001 году в Астрахани. В 2003 году Спартакиада прошла в Перми, в 2005 году — в Калининграде, в 2007 году — в Когалыме. Пятая Спартакиада пройдет летом 2011 года в Перми. В 2010 году состоялись корпоративные соревнования на Кубок Президента ОАО «ЛУКОЙЛ», посвященные 65-летию победы в Великой отечественной войне, в которых приняли участие около 300 спортсменов из 10 команд, сформированных по территориальному принципу присутствия группы «ЛУКОЙЛ».

В рамках развития профессионального спорта Компания оказывает поддержку ведущим российским спортивным командам. Среди них московский футбольный клуб «Спартак», астраханский гандбольный клуб «Заря Каспия», волгоградская ватерпольная команда «Спартак», калининградская волейбольная команда «Динамо-Янтарь», московский хоккейный клуб «Динамо», нижегородский хоккейный клуб «Торпедо».



На протяжении многих лет ОАО «ЛУКОЙЛ» является генеральным спонсором национальной сборной команды по лыжным гонкам и партнером Федерации лыжных гонок России. Спонсорское участие Компании направлено на подготовку сборной России и развитие массового лыжного спорта в стране. Помимо этого, в рамках поддержки олимпийского движения Компания сотрудничает с «Фондом поддержки олимпийцев России», который оказывает адресную помощь спортсменам из сборных команд России по олимпийским видам спорта.

Компания активно содействует развитию детского и юношеского спорта. Начиная с 2001 года группа «ЛУКОЙЛ» поддерживает одну из самых крупных российских детских спортивных организаций — «Детскую футбольную лигу». В соревнованиях, организуемых Лигой, ежегодно принимают участие около 3 000 команд и более 5 тыс. молодых футболистов практически из всех регионов России. С 2002 года Детская футбольная лига проводит традиционный турнир, который носит название «Детская международная лига чемпионов «ЛУКОЙЛ». Кроме этого, совместно со спортивными клубами и организациями, которые поддерживает Компания, были организованы детские соревнования, посвященные 65-летию Победы.

Спорт для Компании — это не только поддержка спортивных команд, но и полигон для испытания собственной продукции в экстремальных условиях. Так, лидер отечественного автоспорта — автомобильная команда «ЛУКОЙЛ Рейсинг Тим» — своими успехами и победами продолжает доказывать эффективность фирменных масел и топлив Компании.

ДОНОРСКИЕ АКЦИИ

В 2010 ГОДУ ОАО «ЛУКОЙЛ» НАЧАЛО РАЗВИВАТЬ ОДНУ ИЗ ФОРМ КОРПОРАТИВНОГО ВОЛОНТЕРСТВА СРЕДИ СВОИХ РАБОТНИКОВ. С ЭТОЙ ЦЕЛЬЮ БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ДОНОРСКИЕ АКЦИИ СРЕДИ РАБОТНИКОВ ЦЕНТРАЛЬНОГО ОФИСА КОМПАНИИ.

Первая акция состоялась в апреле 2010 года. В ней приняли участие 152 сотрудника. В декабре 2010 года прошла вторая донорская акция, в которой приняли участие более 280 сотрудников. Всего было собрано около 170 литров крови, которая была передана для лечения пациентов Гематологического научного центра РАМН. Акция является значительным вкладом в решение актуальной социальной проблемы и способствует укреплению корпоративной культуры и сплоченности сотрудников Компании.

ОАО «ЛУКОЙЛ» планирует и в дальнейшем продолжать проведение таких акций.

МУЗЕЙ ОАО «ЛУКОЙЛ»

Музейная сеть Компании состоит из музея ОАО «ЛУКОЙЛ», основанного в 2005 году, и более чем 20 музеев организаций Группы в различных регионах России, Болгарии, Румынии и Украине.

Музеем ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2010 году организовано 15 передвижных выставок. Среди них — «ЛУКОЙЛ в Африке», «80 лет РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина», «Благотворительная деятельность Компании», «65 лет Великой Победе», «Мы тоже были молодыми», «5 лет ООО «ЛЛК-Интернешнл». Выставки экспонировались как в центральном офисе Компании, так и за его пределами. Стенд, рассказывающий об истории и современной деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», был развернут на Европейском бизнес-саммите в Брюсселе.

Кроме того, в 2010 году был создан раздел ОАО «ЛУКОЙЛ» на выставке «От плана ГОЭЛРО к инновациям XXI века» в Государственном центральном музее современной истории России.

В Музее Компании постоянно проводятся учебные занятия со студентами РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по изучению истории нефтяной отрасли России.

7

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ
И ЦЕННЫЕ БУМАГИ

■ УПРАВЛЕНИЕ КОМПАНИЕЙ



СИСТЕМА КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ» ЯВЛЯЕТСЯ ДЕЙСТВЕННЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ЗАЩИТЫ ПРАВ И 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 ГРУППА «ЛУКОЙЛ» УДЕЛЯЕТ ЗАЩИТЕ ПРАВ МИНОРИТАРНЫХ АКЦИОНЕРОВ.

Система корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ» получает признание представителей инвестиционного сообщества на протяжении многих лет. В 2010 году ОАО «ЛУКОЙЛ» стало победителем ежегодного конкурса «Российские лидеры в сфере корпоративного управления» в номинации «Компания с лучшим корпоративным управлением». Конкурс проводится Ассоциацией по защите прав инвесторов, в которую входят крупнейшие российские и иностранные институциональные инвесторы.

■ СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЕ

СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ ОАО «ЛУКОЙЛ»

Совет директоров играет важнейшую роль в системе корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ», осуществляя общее руководство деятельностью Компании в интересах ее инвесторов и акционеров. В соответствии с российским законодательством и Уставом ОАО «ЛУКОЙЛ» Совет директоров определяет приоритетные направления развития Компании и обеспечивает эффективное функционирование исполнительных органов Компании.

Избрание членов Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» в количестве 11 членов осуществляется Общим собранием акционеров путем кумулятивного голосования. Предложения о выдвижении кандидатов для избрания в Совет директоров вправе направить акционеры, владеющие не менее чем 2% голосующих акций. Такие предложения должны поступить в Компанию не позднее чем через 30 дней после окончания финансового года. Совет директоров принимает решение об определении списка кандидатур в течение 5 дней по истечении указанного срока, обычно путем заочного голосования. Члены Совета директоров

избираются на срок до следующего годового Общего собрания акционеров и могут быть переизбраны неограниченное число раз.

В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002 г., в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» входят независимые директора, присутствие которых позволяет сформировать объективное мнение Совета директоров по обсуждаемым вопросам, что, в свою очередь, способствует укреплению доверия к Компании инвесторов и акционеров. В настоящее время 7 из 11 членов Совета директоров Компании являются независимыми.

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. К такого рода вопросам относятся, в частности, 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.

В 2010 году Совет директоров провел 8 очных заседаний и 17 заочных голосований. В рамках своих полномочий члены Совета директоров занимались решением следующих вопросов:

- определение приоритетных направлений деятельности Компании, стратегическое, среднесрочное и годовое планирование, подведение итогов деятельности
- углубленное изучение и разработка конкретных мер в области развития отдельных бизнес-сегментов Группы
- совершенствование корпоративного управления (в частности, была утверждена Программа ОАО «ЛУКОЙЛ» по совершенствованию механизмов реализации прав акционеров на период 2010-2014 годы утверждены критерии оценки деятельности Совета директоров и его комитетов)
- формирование Правления Компании, выбор независимого аудитора
- подготовка к проведению Общих собраний акционеров Компании
- одобрение сделок, в совершении которых имеется заинтересованность



СОСТАВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ ОАО «ЛУКОЙЛ»



**ГРАЙФЕР
ВАЛЕРИЙ ИСАКОВИЧ**

Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
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. С 1992 г. по 12.01.2010 г. — 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, 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».

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



**БЕЛИКОВ
ИГОРЬ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
Директор НП «Российский институт директоров» (с 2002 г.)
Член Комитета по кадрам и вознаграждениям
Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1956

В 1980 г. окончил Воронежский государственный университет, аспирантуру Института Африки Академии наук СССР, кандидат исторических наук, прошел стажировку в Лондонском университете, имеет диплом по банковскому и страховому делу Института повышения квалификации Финансовой академии при Правительстве РФ, сертификат по общему аудиту, сертификат по корпоративному управлению Бизнес-школы Шулих Йоркского университета (Торонто, Канада, 2002 г.), сертификат учебно-консультационного курса по корпоративному управлению (Глобальный форум по корпоративному управлению, США, Вашингтон, 2008 г.).

С 2002 г. — директор Российского института директоров. Соавтор российского Кодекса корпоративного поведения (2002) и первого Национального доклада по корпоративному управлению (2004). В 2002–2004 гг. — член Экспертного совета при ФКЦБ, в 2003–2004 гг. — исполнительный секретарь Национального совета по корпоративному управлению, с 2004 г. — член Экспертного совета по корпоративному управлению при ФСФР России, заместитель председателя Коллегии профессионального сообщества корпоративных директоров, член Международной сети корпоративного управления (ICGN). В 2003–2006 гг. — эксперт Межправительственной группы экспертов по международным стандартам и отчетности Конференции ООН по торговле и развитию (ЮНКТАД, Женева).

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2008 г. (за исключением периода 06.2009–06.2010 гг.).



**БЛАЖЕВ
ВИКТОР ВЛАДИМИРОВИЧ**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
Ректор Московской государственной юридической академии имени 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 имени О.Е. Кутафина.

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

¹ В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002 г.



**ВАЛЛЕТТ
ДОНАЛЬД ЭВЕРТ МЛ.**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
Президент азиатско-тихоокеанского регионального подразделения
ConocoPhillips
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1958

Окончил в 1981 г. Университет Южной Калифорнии, бакалавр в области химического машиностроения. В 2002–2005 гг. — менеджер по обеспечению и оптимизации добычи продукции ConocoPhillips. В 2005–2006 гг. — Вице-президент по Штокмановскому проекту регионального подразделения Россия/Каспий компании ConocoPhillips. С декабря 2006 г. по август 2010 г. — Президент по региону Россия/Каспий ConocoPhillips. С сентября 2010г. — Президент азиатско-тихоокеанского регионального подразделения ConocoPhillips.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2007 г.



**ГРЕФ
ГЕРМАН ОСКАРОВИЧ**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
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.

¹ В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002



**ИВАНОВ
ИГОРЬ СЕРГЕЕВИЧ**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
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.



**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. Третье место лауреата 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».

¹ В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002



МИХАЙЛОВ СЕРГЕЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
Генеральный директор ЗАО «Группа 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 28.02.2011 г. — Генеральный директор ООО «Менеджмент-консалтинг». С 2002 г. — Генеральный директор ЗАО «Группа Консалтинг». С 2004 г. Председатель Совета директоров ООО «Управляющая компания Капиталь Паевые Инвестиционные Фонды» и Член Совета директоров ЗАО «Русская Медиагруппа», 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», Председатель Совета директоров ЗАО «Капиталь Управление активами», с 2010 г. — Председатель Совета директоров ЗАО «Группа Капиталь Управление Активами», с 2011 г. — заместитель Генерального директора ООО «Управляющая компания «Капиталь».

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



МОБИУС МАРК

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
Исполнительный Президент Templeton Emerging Markets Group
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1936

В 1964 г. окончил Массачусетский технологический институт (США), доктор экономических и политических наук. Степени бакалавра и магистра Бостонского университета (США). До августа 2010 г. — Исполнительный Президент Темплтон Ассет Менеджмент Лтд. (Templeton Asset Management Ltd). С августа 2010 г. — Исполнительный Президент Templeton Emerging Markets Group. В фонде Franklin Templeton Investments с 1987 г.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2002 по 2004 г. и с 06.2010 г.

¹ В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002 г.



**ШОХИН
АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
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 2002–2006 гг. — Председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал». С 2005 г. по 2009 г. член Общественной палаты РФ. С 2005 по настоящее время — Президент Российского союза промышленников и предпринимателей. 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, региональное и межрегиональное значение; по высоким технологиям и инновациям.

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

¹ В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002

КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В КОМПАНИИ СОЗДАНЫ И ФУНКЦИОНИРУЮТ КОМИТЕТЫ: ПО СТРАТЕГИИ И ИНВЕСТИЦИЯМ, АУДИТУ, КАДРАМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ. ОНИ ЗАНИМАЮТСЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ РАССМОТРЕНИЕМ НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫХ ВОПРОСОВ И ПОДГОТОВКОЙ ПО НИМ РЕКОМЕНДАЦИЙ СОВЕТУ ДИРЕКТОРОВ.

КОМИТЕТ ПО СТРАТЕГИИ И ИНВЕСТИЦИЯМ

Комитет по стратегии и инвестициям занимается подготовкой рекомендаций Совету директоров по вопросам выработки стратегических целей, направленных на развитие Компании в долгосрочном периоде. В функции комитета, в частности, входит подготовка рекомендаций по следующим вопросам:

- 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

Члены Комитета по стратегии и инвестициям избираются из числа членов Совета директоров в количестве не менее трех человек. Как минимум один член Комитета должен быть независимым директором, в случае избрания такового в Совет директоров. Члены Комитета по стратегии и инвестициям избираются на заседании Совета директоров нового состава на период до избрания следующего состава Совета директоров Общим собранием акционеров.

В состав Комитета входят И.С. Иванов (председатель), Р.У. Маганов, М. Мобиус и Д. Валлетт мл.

КОМИТЕТ ПО АУДИТУ

Комитет по аудиту анализирует результаты аудита финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ», проведенной внешними независимыми аудиторами, и подготавливает рекомендации Совету директоров для принятия решений по следующим вопросам:

- выбор кандидатуры аудитора Компании
- оценка заключения аудитора
- оценка степени объективности и независимости аудитора Компании

Члены Комитета по аудиту избираются из неисполнительных членов Совета директоров Компании (которые являются членами Совета директоров, но не входят в состав Правления) в количестве не менее трех человек. Как минимум один член Комитета должен быть независимым директором, в случае избрания такового в Совет директоров Компании. Члены Комитета по аудиту избираются на заседании Совета директоров нового состава на период до избрания следующего состава Совета директоров Общим собранием акционеров.

В состав Комитета входят Г.О. Греф (председатель), С.А. Михайлов и В.В. Блажеев.

КОМИТЕТ ПО КАДРАМ И ВОЗНАГРАЖДЕНИЯМ

В функции Комитета по кадрам и вознаграждениям входят следующие вопросы:

- определение критериев подбора кандидатов в члены Совета директоров, члены Правления и на должность Президента Компании
- предварительная оценка кандидатур в члены Правления и на должность Президента Компании
- подготовка рекомендаций Совету директоров для принятия решений по кадровым вопросам и вопросам, касающимся вознаграждения членов органов управления Компании и Ревизионной комиссии

Члены Комитета по кадрам и вознаграждениям избираются из неисполнительных членов Совета директоров (которые являются членами Совета директоров, но не входят в состав Правления) в количестве не менее трех человек. Как минимум один член Комитета должен быть независимым директором, в случае избрания такового в Совет директоров Компании. Члены Комитета по кадрам и вознаграждениям избираются на заседании Совета директоров нового состава на период до избрания следующего состава Совета директоров Общим собранием акционеров.

В состав Комитета входят А.Н. Шохин (председатель), И.В. Беликов и С.А. Михайлов.

УЧАСТИЕ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В ОЧНЫХ ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2010 ГОДУ ¹

Заседания Совета директоров	
Грайфер В.И.	8/8
Алекперов В.Ю.	8/8
Беликов И.В.	5/5
Блажеев В.В.	8/8
Валлетт Д.Э.	7/8
Греф Г.О.	7/8
Иванов И.С.	8/8
Маганов Р.У.	8/8
Мацке Р. (до 24.06.2010)	3/3
Михайлов С.А.	8/8
Мобиус М.	5/5
Цветков Н.А.(до 24.06.2010)	3/3
Шохин А. Н.	7/8

¹ В соответствии с Положением о Совете директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» при определении наличия кворума для проведения заседания Совета директоров и результатов голосования учитывается письменное мнение по вопросам повестки дня члена Совета директоров, отсутствующего на заседании Совета директоров, полученное Секретарем к моменту начала заседания Совета. Таким образом, член Совета директоров, направивший свое письменное мнение до начала заседания, считается принявшим участие в работе Совета директоров.

КОДЕКС ДЕЛОВОЙ ЭТИКИ

В июле 2010 года Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердил Кодекс деловой этики ОАО «ЛУКОЙЛ», который регламентирует наиболее важные правила делового поведения Компании и ее работников, этические нормы внутрикорпоративных взаимоотношений, социальную ответственность.

Документ, в частности, регламентирует отношения работников Компании с акционерами и инвесторами ОАО «ЛУКОЙЛ». Большое внимание Кодекс уделяет раскрытию информации, способной оказать существенное влияние на стоимость ценных бумаг Компании (инсайдерская информация). Специальным порядком в Компании однозначно определено понимание того, кто является инсайдером, постоянно поддерживается актуализированный список инсайдеров, для которых установлен специальный порядок совершения операций с ценными бумагами ОАО «ЛУКОЙЛ».

Кодекс также регламентирует конфликт интересов, когда в результате личных, семейных и других обстоятельств работник ОАО «ЛУКОЙЛ» утрачивает или может утратить лояльность и объективность по отношению к Компании. Образующийся в таком случае конфликт личных интересов с интересами Компании может негативно сказаться на ее эффективности. В этих случаях Компания вправе предотвращать такие конфликты.

Отдельная часть Кодекса посвящена взаимоотношениям работников внутри Компании. В частности, Кодекс исключает дискриминацию работников по признакам пола, возраста, расы или национальности, религии и политических убеждений.

Кодекс определяет правила отношений с деловыми партнерами. Так, в соответствии с Кодексом ОАО «ЛУКОЙЛ» устанавливает и поддерживает взаимовыгодные отношения с любым партнером, если он, как и Компания, следует принципам взаимоуважения и взаимной выгоды, честности и добросовестности, строгой взаимной обязательности. В то же время Компания выступает за честную конкурентную борьбу и соблюдение всех действующих законов о конкуренции во всех странах своего присутствия.

В Кодексе деловой этики также прописаны правила отношений с государственными органами и общественными организациями, отдельное внимание уделено охране труда, промышленной и личной безопасности, охране окружающей среды.

В соответствии с положениями Кодекса в Компании создана Комиссия по деловой этике, которая регулирует корпоративные этические отношения.

СОСТАВ ПРАВЛЕНИЯ 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».

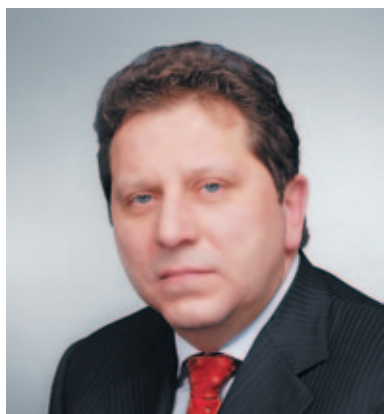


**БАРКОВ
АНАТОЛИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ**

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».



**ВОРОБЬЕВ
ВАДИМ НИКОЛАЕВИЧ**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент — начальник Главного управления координации сбыта нефтепродуктов ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1961

В 1983 г. окончил Горьковский государственный университет им. Н.И. Лобачевского, в 1998 г. — Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского. Кандидат экономических наук. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. В 1981–1992 гг. — на выборной комсомольской и партийной работе. В 1992–1998 гг. — работал на руководящих должностях в страховых и банковских структурах Нижнего Новгорода. В 1998–2002 гг. — вице-президент, президент ОАО «Нефтяная компания «НОРСИ-ОЙЛ». В 2002–2005 гг. — генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт». В 2005–2009 гг. — Вице-президент — начальник Главного управления координации сбыта нефтепродуктов в России, с 2009 г. — Вице-президент — начальник Главного управления координации сбыта нефтепродуктов 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».



**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 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».



**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».



**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».



**МОСКАЛЕНКО
АНАТОЛИЙ АЛЕКСЕЕВИЧ**

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

Год рождения: 1959

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



**МУЛЯК
ВЛАДИМИР ВИТАЛЬЕВИЧ**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент — 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. Доктор технических наук. Кандидат геолого-минералогических наук. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. Лауреат Премии Правительства РФ. 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».



**СУББОТИН
ВАЛЕРИЙ СЕРГЕЕВИЧ**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент — начальник Главного управления поставок и продаж ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1974

В 1996 году 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».



**ФЕДОТОВ
ГЕННАДИЙ СТАНИСЛАВОВИЧ**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент — начальник Главного управления экономики и планирования ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1970

В 1993 г. окончил Московский физико-технический институт. В 1994–2002 гг. работал в компаниях Halliburton и Shell. В 2002–2007 гг. — начальник управления, заместитель начальника, начальник Главного управления корпоративного бюджетно-экономического планирования и инвестиций ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2007 г. — Вице-президент — начальник Главного управления экономики и планирования 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».



**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 г. включительно — Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ».

■ ДОЛИ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ В УСТАВНОМ КАПИТАЛЕ
ОАО «ЛУКОЙЛ» ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2010 ГОДА ¹

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Алекперов В.Ю.	20,60 ²
Беликов И.В.	–
Блажеев В.В.	–
Валлетт Д.Э.	–
Грайфер В.И.	0,007
Греф Г.О.	–
Иванов И.С.	–
Маганов Р.У.	0,37
Михайлов С.А.	0,04
Мобиус М.	–
Шохин А.Н.	–
Барков А.А.	0,07
Воробьев В.Н.	0,006
Кукура С.П.	0,39
Масляев И.А.	0,02
Матыцын А.К.	0,30
Москаленко А.А.	0,01
Муляк В.В.	0,01
Некрасов В.И.	0,04
Субботин В.С.	0,005
Федотов Г.С.	0,001
Федун Л.А.	9,27 ²
Хавкин Е.Л.	0,01
Хоба Л.Н.	0,34

¹ Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале (если не отмечено иное) 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.

■ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ ЧЛЕНАМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ

В 2010 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 2010 году было выплачено вознаграждение в размере месячного должностного оклада по основной работе. Эта выплата производилась в соответствии с основными условиями договоров, заключаемых с членами Правления в случае выполнения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период. Помимо этого, членами Правления были получены годовая базовая заработная плата, годовые премиальные выплаты по результатам работы за год, дополнительные компенсации социального характера, а также ежегодные долгосрочные премиальные выплаты в рамках программы долгосрочного стимулирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ. Размер долгосрочных премиальных выплат определялся произведением количества условно закрепляемых акций за работниками на размер дивиденда, объявленного на одну акцию на годовом Общем собрании акционеров.

Органы управления	Выплачено в 2010 году, тыс. руб.				
	Зарботная плата	Премии	Вознаграждение	Прочие выплаты	Итого
Совет директоров ¹	–	–	58 738,0	5 644,0	64 382,0
Правление	452 294,0	430 488,8	32 862,0	21 544,8	937 189,6

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».

■ 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.

В 2010 году за пределы Группы были выведены акции и доли в уставных капиталах дочерних и зависимых обществ на общую сумму около 113 млн долл.

Наиболее значимым событием в 2010 году стал полный выход ConocoPhillips из акционерного капитала Компании. В июле 2010 года организация группы «ЛУКОЙЛ» подписала с дочерней компанией ConocoPhillips соглашение о приобретении у нее

64,6 млн (7,6%) обыкновенных акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по цене 53,25 долл. за акцию. Общая сумма выкупа, таким образом, составила около 3,4 млрд долл. Завершение сделки состоялось в августе 2010 года. Соглашение также предусматривало опцион на приобретение до 26 сентября 2010 года оставшихся 98,7 млн акций ОАО «ЛУКОЙЛ» (11,61%) в форме депозитарных расписок. В сентябре Компания частично исполнила опцион и совместно с группой инвесторов и банком UniCredit приобрела у ConocoPhillips 42,5 млн собственных акций в форме АДР. Сумма сделки составила 2,38 млрд долл. В первом квартале 2011 года ConocoPhillips реализовала оставшиеся у нее акции ОАО «ЛУКОЙЛ» и таким образом полностью вышла из акционерного капитала Компании.

■ УПРАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ

КОМПАНИЯ ИСПОЛЬЗУЕТ ГЛОБАЛЬНЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ, ЧТО ПРОДИКТОВАНО РОСТОМ МАСШТАБОВ И ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ДИВЕРСИФИКАЦИЕЙ ЕЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. СИСТЕМА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ КАЗНАЧЕЙСКИМИ ОПЕРАЦИЯМИ, СОЗДАННАЯ В КОМПАНИИ В 2006 ГОДУ, ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ЭФФЕКТИВНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛА МЕЖДУ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ГРУППЫ.

В 2010 году была продолжена работа по совершенствованию системы управления денежными средствами группы «ЛУКОЙЛ». В частности, прорабатывались возможности оптимизации системы управления денежными средствами организаций Группы в РФ. Кроме того, была разработана модель для расчета коэффициента ликвидности в соответствии с методикой Standard & Poor's.

В рамках проекта по построению системы управления финансовыми рисками в Компании в 2010 году был завершен первый этап, по результатам которого были осуществлены сбор и обработка информации о позициях организаций группы «ЛУКОЙЛ» и сделана оценка подверженности группы «ЛУКОЙЛ» материальным рискам.

В отчетном году, несмотря на нестабильную ситуацию на международных финансовых рынках и ужесточение требований кредиторов, Компании удалось обеспечить достаточный уровень ликвидности и поддержать стоимость консолидированного долга на лучших рыночных условиях, обеспечив бесперебойное финансирование группы «ЛУКОЙЛ» в полном объеме и в сроки, установленные руководством Компании.

В частности, в 2010 году в рамках реструктуризации долга было привлечено свыше 4 млрд долл. долгосрочных заимствований, что не имеет аналогов в истории Группы. При этом размер внешней задолженности группы «ЛУКОЙЛ» по сравнению с 2009 годом сократился.

В августе 2010 года группа «ЛУКОЙЛ» привлекла клубный кредит в размере 1,5 млрд долл. сроком на 1 год. Кредит был привлечен в кратчайшие сроки и по лучшей рыночной ставке ЛИБОР + 1,4% годовых. Средства, полученные по кредиту, были направлены на финансирование выкупа пакета акций у ConocoPhillips.

В августе 2010 года также была зарегистрирована программа рублевых облигаций на общую сумму до 100 млрд руб. сроком до 10 лет. Это позволит Компании оперативно выходить на рынки капитала с целью привлечения долгосрочного финансирования на оптимальных рыночных условиях.

В ноябре 2010 года был размещен выпуск еврооблигаций на общую сумму 1 млрд долл. сроком на 10 лет. Несмотря на волатильность на международных рын-

ках капитала, размещение было осуществлено по рекордно низкой для российских компаний ставке купона — 6,125%. Средства, полученные в результате выпуска, были направлены на рефинансирование краткосрочного долга Компании.

В ДЕКАБРЕ 2010 ГОДА ГРУППА «ЛУКОЙЛ» ВЫПУСТИЛА КОНВЕРТИРУЕМЫЕ ОБЛИГАЦИИ НА СУММУ 1,5 МЛРД ДОЛЛ. СРОКОМ НА 4,5 ГОДА. СТАВКА КУПОНА СОСТАВИЛА 2,625% ГОДОВЫХ. СДЕЛКА СТАЛА КРУПНЕЙШИМ В ИСТОРИИ РАЗМЕЩЕНИЕМ КОНВЕРТИРУЕМЫХ ОБЛИГАЦИЙ РОССИЙСКОГО ЭМИТЕНТА. ОБЪЕМ ПОДАННЫХ ЗАЯВОК ОТ ИНВЕСТОРОВ ПРЕВЫСИЛ СУММУ РАЗМЕЩЕНИЯ В ЧЕТЫРЕ РАЗА, ЧТО СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ ОБ УСПЕХЕ СДЕЛКИ И БОЛЬШОМ ИНТЕРЕСЕ ИНВЕСТОРОВ К КОМПАНИИ.

В течение 2010 года было осуществлено досрочное погашение предэкспортного кредита на сумму 1,2 млрд долл. Эффект от досрочного погашения за счет экономии на процентных расходах составил свыше 100 млн долл. При этом доля обеспеченного долга Группы в общем долге сократилась с 16 % до 4.

■ ВНУТРЕННИЙ КОНТРОЛЬ И ВНУТРЕННИЙ АУДИТ

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

В 2010 году в организациях группы «ЛУКОЙЛ» было проведено 19 аудиторских и контрольных проверок по всем направлениям бизнеса. В ходе проверок преследовались следующие цели:

- контроль эффективности деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ», в том числе инвестиционной деятельности

- 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

- контроль за деятельностью менеджмента дочерних обществ и структурных подразделений Компании по обеспечению надежности и эффективности функционирования отдельных составляющих системы внутреннего контроля

- контроль соответствия организации и порядка ведения бухгалтерского учета и составления

финансовой отчетности целям повышения эффективности производственного и финансового контроля, дальнейшего роста акционерной стоимости Компании и защиты интересов ее акционеров

- контроль сохранности активов организаций группы «ЛУКОЙЛ» и эффективного их использования

Результаты проведенных аудиторских и контрольных проверок в установленном порядке представлены Президенту Компании, доведены до сведения руководителей проверенных обществ, Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

По итогам проверок разработаны аудиторские рекомендации, направленные на повышение эффективности деятельности обществ и минимизацию выявленных рисков. На основе данных рекомендаций дочерними обществами совместно со структурными подразделениями Компании, курирующими их деятельность, разработаны планы мероприятий по устранению выявленных внутренним аудитом недостатков и нарушений.

В целях обеспечения эффективности внутреннего аудита в группе «ЛУКОЙЛ» на постоянной основе осуществляется мониторинг исполнения решений органов управления Компании, принятых по итогам проведенных проверок, и утвержденных планов мероприятий, разработанных на основе рекомендаций внутреннего аудита. По результатам мониторинга

доля выполненных в установленный срок поручений в 2010 году составила 90,6% (93,3% в 2009 году).

В Компании на постоянной основе проводится работа по организации ревизионной деятельности в организациях группы «ЛУКОЙЛ». В отчетном году было организовано проведение ревизионных проверок финансово-хозяйственной деятельности за 2009 год в 73 организациях Группы и выдвижение предварительных кандидатур в ревизионные комиссии 70 дочерних обществ и ООО «Нарьянмарнефтегаз» на 2010–2011 годы в целях последующего утверждения органами управления ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 2010 году Компания продолжила работу по совершенствованию системы управления рисками. С этой целью в отчетном году были определены направления работы по созданию в группе «ЛУКОЙЛ» системы управления рисками, отвечающей современным требованиям, а также разработан проект Политики ОАО «ЛУКОЙЛ» по управлению рисками для дальнейшего представления на рассмотрение и утверждение Советом директоров Компании.

Для обеспечения контроля за соблюдением действующего в группе «ЛУКОЙЛ» порядка принятия решений, затрагивающих интересы Компании и ее акционеров, в течение 2010 года осуществлялось рассмотрение и согласование корпоративных сделок и инвестиционных проектов организаций группы «ЛУКОЙЛ». Были подготовлены заключения по 11 существенным сделкам, а также рассмотрены материалы и даны заключения по 40 инвестиционным проектам.

■ ИНФОРМАЦИОННАЯ ОТКРЫТОСТЬ

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

В 2010 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 ИНВЕСТИТОРОВ, АКЦИОНЕРОВ И ШИРОКОЙ ОБЩЕСТВЕННОСТИ.

В рамках политики информационной открытости Компания:

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

ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ В ОТЧЕТНОМ ГОДУ КОМПАНИЯ УДЕЛЯЛА ПРОВЕДЕНИЮ ВЫЕЗДНЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ВСТРЕЧ С АКЦИОНЕРАМИ. В 2010 ГОДУ ТАКИЕ ВСТРЕЧИ БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ В ВОЛГОГРАДЕ, КАЛИНИНГРАДЕ, ПЕРМИ. НА ВСТРЕЧАХ, В ЧАСТНОСТИ, ОБСУЖДАЛИСЬ ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПРАВАМИ И ОБЯЗАННОСТЯМИ АКЦИОНЕРОВ, ДИВИДЕНДНОЙ ПОЛИТИКОЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» И ПОРЯДКОМ ВЫПЛАТЫ ДИВИДЕНДОВ, С ПРАВОМ СОБСТВЕННОСТИ НА АКЦИИ, ПЕРЕШЕДШИМ В ПОРЯДКЕ НАСЛЕДОВАНИЯ, ОСОБЕННОСТЯМИ ПОЛУЧЕНИЯ УНАСЛЕДОВАННЫХ ДИВИДЕНДОВ, ИЗМЕНЕНИЕМ ДАННЫХ АКЦИОНЕРОВ В РЕЕСТРЕ ВЛАДЕЛЬЦЕВ ЦЕННЫХ БУМАГ, ПОЛУЧЕНИЕМ ИНФОРМАЦИИ ИЗ РЕЕСТРА АКЦИОНЕРОВ.

Встречи с акционерами проводились в рамках Программы ОАО «ЛУКОЙЛ» по совершенствованию механизмов реализации прав акционеров на период 2010–2014 годы, утвержденной Советом директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» 18 мая 2010 года. Эта Программа предусматривает, в частности, периодическое проведение встреч с акционерами Компании, проживающими в различных субъектах Российской Федерации, а также более широкое использование информационных технологий, электронных средств и каналов связи с акционерами для повышения их информированности об их правах и о способах реализации этих прав.

ЦЕННЫЕ БУМАГИ КОМПАНИИ

2010 год стал годом консолидации рынка акций ОАО «ЛУКОЙЛ». После вызванного мировым финансовым кризисом существенного падения стоимости акций Компании в 2008 году (-53,6%) и значительного роста капитализации в 2009 году (+76,3%) в 2010 году, по мере выхода мировой экономики из острой фазы кризиса, акции Компании вступили в период стабилизации. В течение года акции ОАО «ЛУКОЙЛ» продолжали оставаться одними из наиболее ликвидных ценных бумаг российского фондового рынка и входили в расчеты всех главных фондовых индексов. Основными торговыми площадками в России для акций Компании по-прежнему являлись ЗАО «Московская межбанковская валютная биржа» (далее — ММВБ) и ОАО «Фондовая биржа «РТС» (далее — РТС). Доля акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в общем объеме торгов на этих фондовых биржах в 2010 году составила 6,5% и 5,9% соответственно.

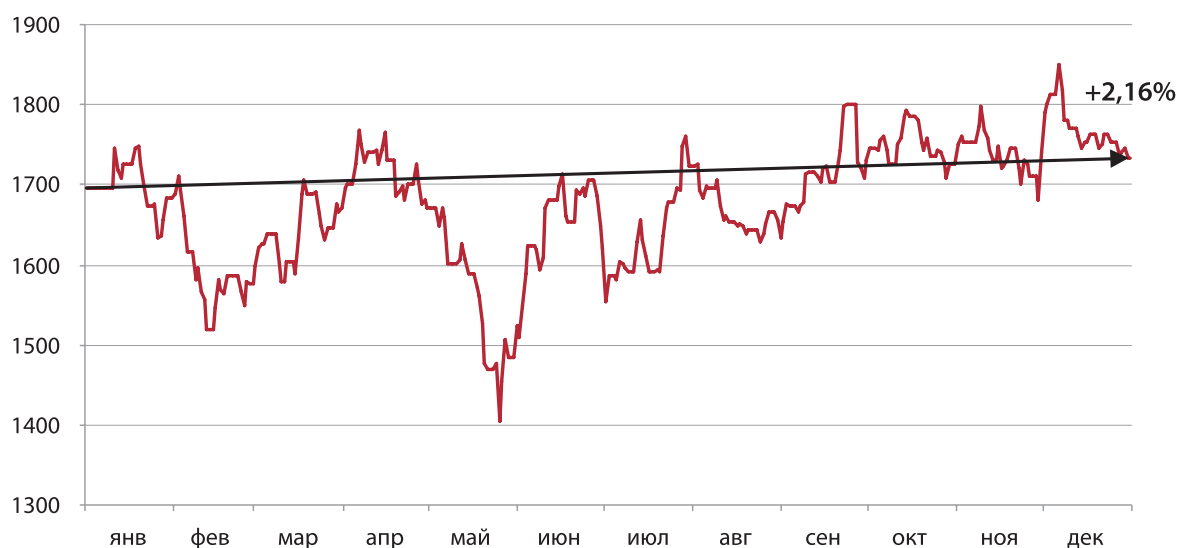
Одним из основных факторов, во многом определявшим динамику цены акций Компании в 2010 году, стало давление на фондовый рынок информации об изменениях в составе крупных акционеров Компании (выход компании ConocoPhillips из состава акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ»). Помимо этого, влияние

на динамику акций Компании оказали подготовка Правительством РФ изменений налогового законодательства для всей нефтегазовой отрасли, а также устойчивый умеренно-повышательный тренд на рынке нефти в течение всего отчетного года.

Кроме внешних факторов, на цену акций оказывали влияние и внутрикорпоративные. Так, в 2010 году были проведены мероприятия по повышению эффективности деятельности и наращиванию свободного денежного потока, начата добыча нефти на шельфе Каспийского моря, успешно реализованы проекты в Западной Африке, Ираке и Узбекистане. Результаты деятельности Компании заслужили высокую оценку у экспертов отрасли и являются залогом роста капитализации ОАО «ЛУКОЙЛ» в будущем.

В результате по итогам 2010 года цена акций ОАО «ЛУКОЙЛ» выросла на 2,16% (по результатам торгов на ММВБ) и составила 1732,0 руб. (56,8 долл.) на конец отчетного периода. Динамика цены акций Компании в 2010 году несколько отставала от роста цен акций компаний нефтегазового сектора и динамики российского фондового рынка в целом (2,16% против 17,6% роста индекса «ММВБ нефть и газ» и 23,2% роста индекса ММВБ).

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА ММВБ В 2010 ГОДУ, руб.



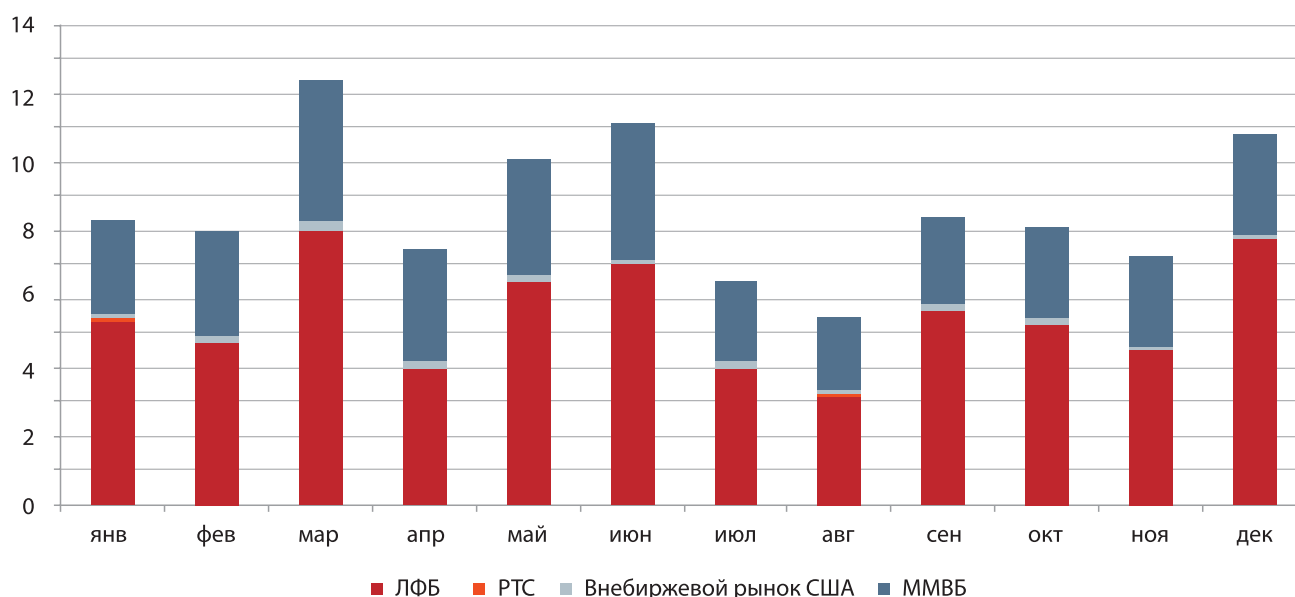
В 2010 году по сравнению с 2009 годом было зафиксировано некоторое снижение объемов торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» на российских биржах и рост объемов торговли депозитарными расписками на акции Компании на Лондонской фондовой бирже. Депозитарные расписки торговались также на внебиржевом рынке США, на биржах Лондона, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта. На конец 2010 года общее количество депозитарных расписок (АДР), выпущенных на обыкновенные акции, было эквивалентно 563,99 млн акций (66,31% от уставного капитала Компании). Объем торгов АДР на основной зарубежной торговой площадке — Лондонской фондовой бирже в 2010 году увеличился на 13,2% и составил 50,1 млрд долл. АДР, выпущенные на акции ОАО «ЛУКОЙЛ», по итогам 2010 года заняли второе место по объему торгов среди АДР иностранных компаний, котируемых на Лондонской фондовой бирже в системе IOB (16,2% совокупного среднемесячного объема торгов в данной системе).

Акции ОАО «ЛУКОЙЛ» остаются базовым инструментом для производных ценных бумаг на срочном фондовом рынке. Так, фьючерсные и опционные контракты на поставку акций ОАО «ЛУКОЙЛ» являются одними из основных инструментов секции срочного рынка РТС.

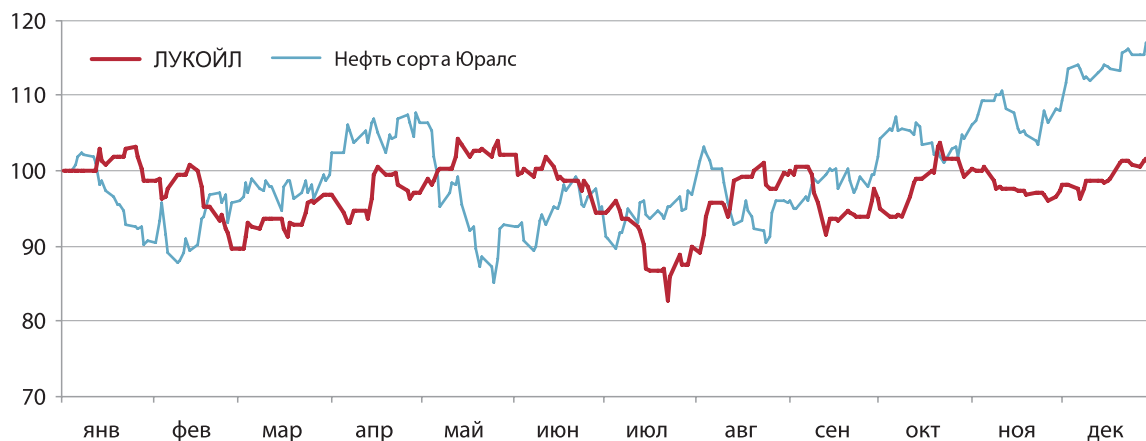
В конце 2010 года группа «ЛУКОЙЛ» осуществила выпуск и размещение двух выпусков еврооблигаций. В ноябре 2010 года было завершено размещение выпуска еврооблигаций Компании на 1 млрд долл. со сроком погашения в 2020 году. Облигации были выпущены одновременно двумя траншами в рамках одного выпуска. Облигации на 800 млн долл. были выпущены по цене, равной 99,08% от их номинальной стоимости, с доходностью к погашению 6,25% годовых. Облигации на 200 млн долл. были выпущены по цене, равной 102,44% от их номинальной стоимости, в результате чего их доходность к погашению составляет 5,80%. В декабре 2010 года ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило размещение несубординированных необеспеченных конвертируемых еврооблигаций со сроком погашения в июне 2015 года. Облигации выпущены на сумму 1,5 млрд долл. с доходностью 2,625% годовых.

Компания «ЛУКОЙЛ» в отчетном году приложила максимум усилий для сохранения и наращивания своей акционерной стоимости. Были увеличены операционные показатели, велась жесткая политика по сдерживанию капитальных затрат, в результате чего Компании удалось достичь рекордно высокого показателя свободного денежного потока. Это позволило Компании сохранить свою инвестиционную привлекательность в условиях нестабильности мировой финансовой системы.

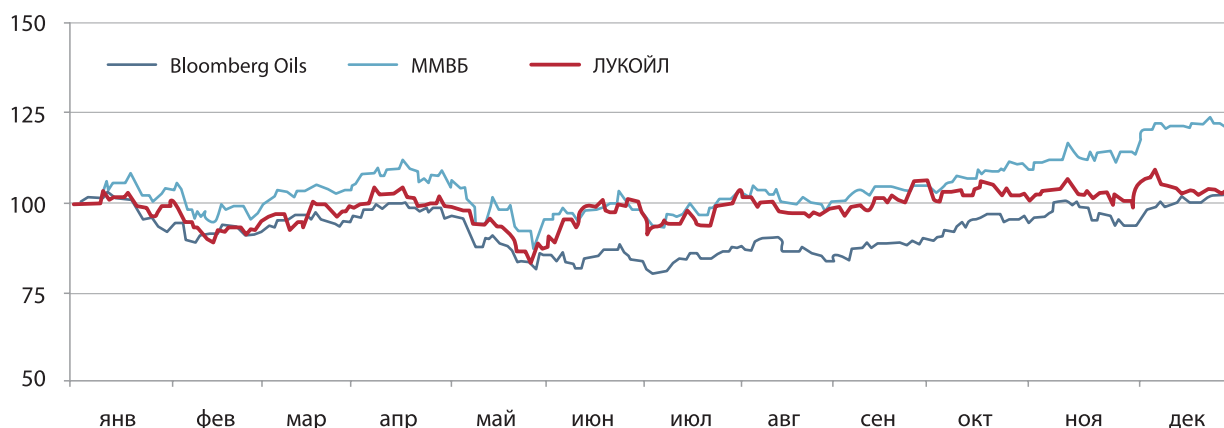
■ ОБЪЕМЫ ТОРГОВ АКЦИЯМИ И АДР ОАО «ЛУКОЙЛ» В 2010 ГОДУ, млрд долл.



■ ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИИ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА ММВБ И ЦЕНА НА НЕФТЬ СОРТА ЮРАЛС В 2010 ГОДУ, %



■ ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИИ ОАО «ЛУКОЙЛ» ПО СРАВНЕНИЮ С ИНДЕКСОМ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ BLOOMBERG OILS И ИНДЕКСОМ ММВБ В 2010 ГОДУ, %



■ ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА ОАО «ЛУКОЙЛ» ЗА 2010 ГОД

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

	Количество акций на 01.01.10	% от общего числа акций на 01.01.10	Количество акций на 01.01.11	% от общего числа акций на 01.01.11
«ИНГ Банк (Евразия)» ЗАО	588 130 232	69,15%	645 159 254	75,85
Депозитарно-клиринговая компания	75 790 805	8,91%	69 483 048	8,17
Национальный депозитарный центр	38 176 573	4,49%	52 526 643	6,18
СДК «Гарант»	33 177 732	3,90%	33 411 404	3,93
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»	13 574 885	1,60%	12 065 926	1,42

¹ Номинальный держатель.

■ ДИВИДЕНДЫ

Группа «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 2010 ГОДУ ПО ИТОГАМ 2009 ГОДА, СОСТАВИЛИ 1 428 МЛН ДОЛЛ., ИЛИ 20,4% ОТ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» ПО ОПБУ США ЗА 2009 ГОД.

В 2009 году было принято решение о постепенном увеличении доли дивидендов в чистой прибыли с утвержденных ранее 15 до 30%. По итогам 2010 года объем дивидендных выплат будет повышен по сравнению с 2009 годом. 26 апреля 2011 года Совет директоров рекомендовал годовому Общему собранию акционеров утвердить дивиденды по итогам 2010 года в размере 59 руб. на акцию (1,94 долл. по курсу на 31.12.2010 г.). Таким образом, доля дивидендов в консолидированной чистой прибыли Группы «ЛУКОЙЛ» составит 18,3%. Дивидендная доходность составит 3,5%. Базовая прибыль на обыкновенную акцию в 2010 году составила 10,95 долл. по сравнению с 8,28 долл. в 2009 году.

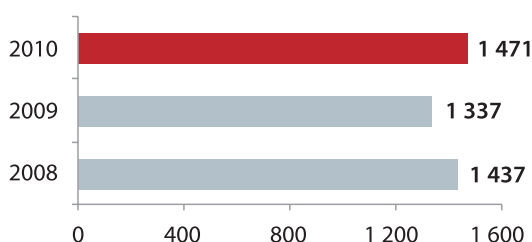
■ ДИВИДЕНД НА ОБЫКНОВЕННУЮ АКЦИЮ, РУБ. И ДИВИДЕНДНАЯ ДОХОДНОСТЬ, %

	Дивиденд, руб.	Дивидендная доходность, % ²
2006	38	1,72
2007	42	2,02
2008	50	2,86
2009	52	3,48
2010 ¹	59	3,52

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 на МВББ и курса доллара на конец года, по итогам которого выплачиваются дивиденды.

■ ДИВИДЕНДЫ, ВЫПЛАЧЕННЫЕ ПО АКЦИЯМ КОМПАНИИ, млн долл.



ОАО «ЛУКОЙЛ»

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2010 и 2009 гг., подготовленная в соответствии
с ОПБУ США



Закрытое акционерное общество «КПМГ»
Пресненская наб., 10
Москва, Россия 123317

Телефон +7 (495) 937 4477
Факс +7 (495) 937 4400/99
Internet www.kpmg.ru

Закключение независимых аудиторов

Совету Директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»:

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2010, 2009 и 2008 гг. Ответственность за подготовку данной консолидированной финансовой отчетности несет руководство Компании. Наша ответственность заключается в выражении мнения по указанной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами 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 анализ системы внутреннего контроля за подготовкой финансовой отчетности в качестве основы для разработки соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Компании за подготовкой финансовой отчетности. Соответственно, мы не выражаем такое мнение. Аудит также включает проверку на выборочной основе подтверждений числовых данных и информации, содержащихся в финансовой отчетности, оценку используемых принципов бухгалтерского учета и значительных расчетных оценок, сделанных руководством, а также оценку представления финансовой отчетности в целом. Мы полагаем, что проведенный нами аудит дает достаточные основания для выражения нашего мнения.

По нашему мнению, указанная консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно, во всех существенных аспектах, финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг., а также результаты их деятельности и движение их денежных средств за 2010, 2009 и 2008 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

ЗАО КПМГ

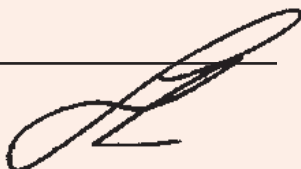
ЗАО «КПМГ»
Москва, Российская Федерация
4 марта 2011 года

ЗАО «КПМГ», компания, зарегистрированная в соответствии с законодательством Российской Федерации и находящаяся под контролем KPMG Europe LLP; член сети независимых фирм КПМГ, входящих в ассоциацию KPMG International Cooperative ("KPMG International"), зарегистрированную по законодательству Швейцарии.

	Примечание	2010	2009
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 368	2 274
Краткосрочные финансовые вложения		168	75
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	5	8 219	5 935
Запасы	6	6 231	5 432
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		2 934	3 549
Прочие оборотные активы		697	574
Итого оборотные активы		20 617	17 839
Финансовые вложения	7	5 637	5 944
Основные средства	8, 9	54 629	52 228
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	676	549
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	10	1 446	1 653
Прочие внеоборотные активы		1 012	806
Итого активы		84 017	79 019
Обязательства и капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		5 607	4 906
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	2 125	2 058
Обязательства по уплате налогов		2 099	1 828
Прочие краткосрочные обязательства		944	902
Итого краткосрочные обязательства		10 775	9 694
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	9 069	9 265
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	2 417	2 080
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	1 788	1 189
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		360	412
Итого обязательства		24 409	22 640
Капитал			
Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»			
Обыкновенные акции	15	15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(3 683)	(282)
Облигации с правом обмена на акции		(980)	–
Добавочный капитал		4 700	4 699
Нераспределенная прибыль		59 212	51 634
Прочий накопленный совокупный убыток		(67)	(75)
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		59 197	55 991
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях		411	388
Итого капитал		59 608	56 379
Итого обязательства и капитал		84 017	79 019

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Алекперов В.Ю.



Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»

Козырев И.А.



	Примечание	2010	2009	2008
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	22	104 956	81 083	107 680
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(7 969)	(7 124)	(8 126)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(43 579)	(31 977)	(37 851)
Транспортные расходы		(5 608)	(4 830)	(5 460)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 558)	(3 306)	(3 860)
Износ и амортизация		(4 154)	(3 937)	(2 958)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(8 978)	(6 474)	(13 464)
Акцизы и экспортные пошлины		(18 878)	(13 058)	(21 340)
Затраты на геолого-разведочные работы		(336)	(218)	(487)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(363)	(381)	(425)
Прибыль от основной деятельности		11 533	9 778	13 709
Расходы по процентам		(712)	(667)	(391)
Доходы по процентам и дивидендам		174	134	163
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	472	351	375
Убыток по курсовым разницам		(122)	(520)	(918)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)		125	(13)	(244)
Прибыль до налога на прибыль		11 470	9 063	12 694
Текущий налог на прибыль		(2 104)	(1 922)	(4 167)
Отложенный налог на прибыль		(247)	(72)	700
Итого расход по налогу на прибыль	13	(2 351)	(1 994)	(3 467)
Чистая прибыль		9 119	7 069	9 227
Минус чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях		(113)	(58)	(83)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		9 006	7 011	9 144
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):				
базовая прибыль	15	10,95	8,28	10,88
разводненная прибыль	15	10,94	8,28	10,88

	2010		2009		2008	
	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный 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)		(282)		(1 591)	
Акции, выкупленные у акционеров	(3 664)		–		(219)	
Выбытие акций	263		–		1 528	
Остаток на 31 декабря	(3 683)		(282)		(282)	
Облигации с правом обмена на акции						
Остаток на 1 января	–		–		–	
Приобретение облигаций с правом обмена на акции	(980)		–		–	
Остаток на 31 декабря	(980)		–		–	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 699		4 694		4 499	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	1		–		20	
Результат программы вознаграждения	98		20		103	
Выпуск конвертируемых облигаций	113		–		–	
Изменения в неконтролируемой доле дочерних компаний	(141)		(15)		–	
Выбытие собственных акций, выкупленных у акционеров	(70)		–		–	
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	–		–		72	
Остаток на 31 декабря	4 700		4 699		4 694	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	51 634		45 983		38 349	
Чистая прибыль	9 006	9 006	7 011	7 011	9 144	9 144
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 428)		(1 360)		(1 510)	
Остаток на 31 декабря	59 212		51 634		45 983	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(75)		(70)		(59)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	12	12	(4)	(4)	(5)	(5)
(Актuarный убыток) актуарная прибыль	(4)	(4)	1	1	(6)	(6)
Непризнанный убыток от ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации	–	–	(2)	(2)	–	–
Остаток на 31 декабря	(67)		(75)		(70)	
Итого совокупный доход за год		9 014		7 006		9 133
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря	59 197		55 991		50 340	
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях						
Остаток на 1 января	388		670		577	
Чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	113		58		83	
Изменение в неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(90)		(340)		10	
Остаток на 31 декабря	411		388		670	
Итого капитал на 31 декабря	59 608		56 379		51 010	

	Движение акций		
	2010	2009	2008
	(тыс. штук)	(тыс. штук)	(тыс. штук)
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января	850 563	850 563	850 563
Остаток на 31 декабря	850 563	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января	(3 836)	(3 836)	(23 321)
Акции, выкупленные у акционеров	(68 912)	–	(2 899)
Выбытие акций, выкупленных у акционеров	3 540	–	22 384
Остаток на 31 декабря	(69 208)	(3 836)	(3 836)

	Примечание	2010	2009	2008
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		9 006	7 011	9 144
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		4 154	3 937	2 958
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		316	(213)	(238)
Списание затрат по сухим скважинам		225	117	317
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		363	381	425
Отложенный налог на прибыль		247	72	(700)
Неденежная прибыль по курсовым разницам		(44)	(57)	(668)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(67)	(20)	(29)
Прочие, нетто		167	138	404
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность		(2 285)	(1 171)	2 647
Запасы		(813)	(1 719)	963
Кредиторская задолженность		1 508	96	(989)
Обязательства по уплате налогов		274	292	(521)
Прочие краткосрочные активы и обязательства		490	19	599
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		13 541	8 883	14 312
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Приобретение лицензий		(15)	(40)	(12)
Капитальные затраты		(6 596)	(6 483)	(10 525)
Поступления от реализации основных средств		128	91	166
Приобретение финансовых вложений		(137)	(216)	(398)
Поступления от реализации финансовых вложений		126	478	636
Реализация дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета выбывших денежных средств		130	92	3
Приобретение дочерних компаний и долей в зависимых компаниях (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(932)	(2 473)	(3 429)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(7 296)	(8 551)	(13 559)
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(213)	(1 281)	974
Поступления от продажи активов с последующей арендой		–	–	235
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		2 515	5 467	2 884
Погашение долгосрочных обязательств		(2 267)	(2 697)	(1 547)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 471)	(1 337)	(1 437)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(85)	(85)	(168)
Финансирование, полученное от миноритарных акционеров		18	20	39
Приобретение акций Компании		(3 664)	–	(219)
Поступления от продажи акций Компании		193	–	–
Приобретение облигаций с правом обмена на акции		(980)	–	–
Приобретение неконтролируемых долей в дочерних компаниях		(192)	(372)	–
Прочие, нетто		–	–	2
Чистые денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности		(6 146)	(285)	763
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(5)	(12)	(118)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		94	35	1 398
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 274	2 239	841
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	2 368	2 274	2 239
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		718	520	440
Налог на прибыль уплаченный		2 126	1 575	4 902

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

Основа подготовки финансовой отчетности

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США (далее — 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 принадлежат от 20 до 50% голосующих акций или долей капитала и на деятельность которых Компания оказывает существенное влияние, но при этом не имеет контроля над ними, учитываются по методу долевого участия. Вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала, но в которых миноритарные акционеры имеют права существенного участия, учитываются по методу долевого участия.

Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу пропорциональной консолидации. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения. Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия, и вложения в прочие компании отражены в статье «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

Использование оценок

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США требует от руководства Компании использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, на 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.

Для большинства хозяйственных операций, осуществляемых в Российской Федерации и за ее пределами, 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, для которых 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 2010, 2009 и 2008 гг. валютный курс составлял 30,48, 30,24 и 29,38 руб. за 1 долл. США соответственно.

Рубль России 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

Дебиторская задолженность отражена 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

Стоимость готовой продукции и товаров, приобретенных для перепродажи, учитывается по стоимости первого по времени приобретения или выработки (ФИФО). Стоимость всех прочих категорий запасов определяется с использованием метода средневзвешенной стоимости.

Финансовые вложения

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

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

Торговые ценные бумаги и ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации, отражаются по справедливой (рыночной) стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию или начисление премий или дисконтов. Нереализованные прибыли или убытки по торговым ценным бумагам включены в консолидированный отчет о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли или убытки по ценным бумагам, имеющимся в наличии для реализации (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, 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 возникно-

вения 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 не реже одного раза в год. 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 сравнения 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, гене-

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

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

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

ванный на ее технических показателях. 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 (за исключением выпущенных с процентной ставкой ниже рыночной) 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.

Группа определяет балансовую стоимость заемных средств (включая конвертируемые облигации), выпущенных со ставкой ниже рыночной, используя рыночную процентную ставку. Полученная разница отражается в добавочном капитале и амортизируется равными частями в течение всего срока заимствования. Сумма начисленной амортизации отражается в консолидированном отчете о прибылях и убытках, балансовая стоимость заемных средств корректируется по мере накопления 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 конвертации 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 не возникновения 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 декабре 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (далее — ОСУ) № 2010-29 «*Раскрытие дополнительной информации о приобретениях новых компаний*». Данное ОСУ требует раскрывать дополнительную информацию, если приобретение новой компании произошло в начале предыдущего отчетного года, для целей расчета дополнительной финансовой информации за текущий и предшествующий отчетные периоды. ОСУ также требует сопровождать раскрытие информации описанием суммы и природы материальных неповторяющихся поправок. ОСУ № 2010-29 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-29 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на объемы раскрытия информации о результатах деятельности, финансовом положении и денежных потоках Группы.

В декабре 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-28 «*Когда выполнять шаг №2 теста на обесценение деловой репутации сегмента деятельности с учетной стоимостью, равной нулю, или отрицательной учетной стоимостью*». Данное ОСУ корректирует шаг №1 теста на обесценение деловой репутации сегмента деятельности с учетной стоимостью, равной нулю, или отрицательной учетной стоимостью. В результате ОСУ № 2010-28 исключает возможность для организации утверждать, что сегмент деятельности не должен выполнять шаг №2, потому что его учетная стоимость равна нулю или отрицательная, несмотря на наличие качественных факторов, указывающих на то, что деловая репутация скорее обесценена, чем нет. Вследствие этого обесценение деловой репутации будет отражаться раньше, чем согласно текущему порядку отражения. ОСУ № 2010-28 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-28 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июле 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-20 «Раскрытие информации о надежности финансовой дебиторской задолженности и резерве на возможные потери по займам», которое дополняет Кодификацию учетных стандартов (далее — КУС) № 310 «Дебиторская задолженность». Данное ОСУ обеспечивает пользователей финансовой отчетности более детальной информацией по резервам, начисленным на возможные потери по займам, и по степени надежности финансовой дебиторской задолженности, а также обязывает компании делать раскрытия, позволяющие пользователям финансовой отчетности оценивать: 1) природу кредитного риска, присущую портфелю финансовой дебиторской задолженности компании; 2) то, каким образом данный риск анализируется и оценивается при создании резерва на возможные потери по займам; 3) изменения и причины изменений резерва на возможные потери по займу. ОСУ № 2010-20 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-20 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-06 «Улучшение

раскрытия информации об оценке справедливой стоимости», которое требует от компаний готовить новые раскрытия в отношении периодически повторяемых или проводимых на разовой основе оценок справедливой стоимости, в том числе в отношении существенных переводов по Категориям 1 и 2. Необходимо также развернуто (т.е. без взаимозачета активов и обязательств) раскрывать информацию в отношении приобретений, продаж, выпуска и погашения активов и обязательств, относящихся к Категории 3. Данное ОСУ также уточняет существующий порядок раскрытия оценки справедливой стоимости в отношении уровня детализации, используемых исходных данных и методов определения стоимости. ОСУ № 2010-06 применяется для промежуточных и годовых отчетных периодов, начавшихся после 15 декабря 2009 г., за исключением детализированных отчетов по Категории 3 (применяется для годовых отчетных периодов, начавшихся после 15 декабря 2010 г., а также для промежуточных отчетных периодов, относящихся к этим годовым отчетным периодам). Группа применяет ОСУ № 2010-06 начиная с промежуточной финансовой отчетности за первый квартал 2010 г. (за исключением детализированных отчетов по Категории 3). Применение ОСУ № 2010-06 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

ПРИМЕЧАНИЕ 3. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

По состоянию на 31 декабря		
	2010	2009
Денежные средства в рублях	367	557
Денежные средства в иностранной валюте	1 506	1 384
Денежные средства дочернего банка в иностранной валюте	171	131
Денежные средства в связанных банках в рублях	320	174
Денежные средства в связанных банках в иностранной валюте	4	28
Итого денежные средства и их эквиваленты	2 368	2 274

ПРИМЕЧАНИЕ 4. НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

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

	2010	2009	2008
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	67	20	29
Неденежные приобретения	—	100	1 969
Итого неденежные операции	67	120	1 998

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

	2010	2009	2008
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	7 296	8 923	13 559
Неденежные приобретения	–	100	1 969
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	67	20	29
Итого инвестиционная деятельность	7 363	9 043	15 557

ПРИМЕЧАНИЕ 5. ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА МИНУСОМ РЕЗЕРВА ПО СОМНИТЕЛЬНЫМ ДОЛГАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Дебиторская задолженность по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 182 и 191 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	6 748	4 389
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 149	1 205
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 50 и 41 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	322	341
Итого дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	8 219	5 935

ПРИМЕЧАНИЕ 6. ЗАПАСЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Нефть и нефтепродукты	5 093	4 391
Материалы для добычи и бурения	356	387
Материалы для нефтепереработки	37	37
Прочие товары, сырье и материалы	745	617
Итого запасы	6 231	5 432

ПРИМЕЧАНИЕ 7. ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	4 529	4 754
Долгосрочные кредиты, выданные небанковскими дочерними компаниями	1 092	1 176
Прочие долгосрочные финансовые вложения	16	14
Итого долгосрочные финансовые вложения	5 637	5 944

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.

	2010		2009		2008	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	24 348	3 672	5 139	2 275	4 590	2 144
Прибыль до налога на прибыль	9 187	675	1 305	478	1 602	807
Минус налог на прибыль	(2 682)	(203)	(407)	(127)	(869)	(432)
Чистая прибыль	6 505	472	898	351	733	375

	По состоянию на 31 декабря 2010		По состоянию на 31 декабря 2009	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	7 462	1 359	6 796	1 524
Основные средства	18 053	5 099	18 877	5 284
Прочие внеоборотные активы	989	350	607	240
Итого активы	26 504	6 808	26 280	7 048
Краткосрочные займы и кредиты	701	57	442	274
Прочие краткосрочные обязательства	2 844	551	3 982	817
Долгосрочные займы и кредиты	7 809	1 079	7 769	732
Прочие долгосрочные обязательства	1 805	592	1 633	471
Чистые активы	13 345	4 529	12 454	4 754

В декабре 2009 г. Группа приобрела оставшуюся 46%-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 «Тенгизшевройл», разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, и 12,5%-й долей в Каспийском трубопроводном консорциуме (далее — КТК), который транспортирует казахскую и российскую нефть к морскому терминалу в Новороссийске. В результате этого приобретения Группа увеличила долю владения в Тенгизшевройл 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., второй в сумме 800 млн долл. США — в декабре 2010 г. Оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее декабря 2011 г. Группа учитывает инвестиции в Тенгизшевройл и КТК по методу долевого участия.

В июне 2009 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Тоталь С.А.» о покупке 45%-й доли в нефтеперерабатывающем заводе «ТРН» (Нидерланды). Сделка была завершена в сентябре 2009 г. приблизительно за 688 млн долл. США (включая поправку к стоимости после завершения сделки). 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.

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2010	по состоянию на 31 декабря 2009	по состоянию на 31 декабря 2010	по состоянию на 31 декабря 2009
Разведка и добыча				
Западная Сибирь	26 137	23 465	15 260	13 878
Европейская часть России	25 660	24 908	17 713	17 761
За рубежом	7 114	6 371	5 624	5 170
Итого	58 911	54 744	38 597	36 809
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Западная Сибирь	5	6	3	5
Европейская часть России	11 057	10 009	7 205	6 717
За рубежом	6 883	6 849	4 511	4 783
Итого	17 945	16 864	11 719	11 505
Прочие виды деятельности				
Западная Сибирь	185	186	89	94
Европейская часть России	4 404	4 170	3 881	3 697
За рубежом	440	189	343	123
Итого	5 029	4 545	4 313	3 914
Итого основные средства	81 885	76 153	54 629	52 228

Компания проводит ежегодный тест на обесценение своих активов. Тест основан на геологических моделях и программах развития, которые пересматриваются не реже одного раза в год. Справедливая стоимость тестируемых активов определяется путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков.

В результате проведенного теста в 2010 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионах России в сумме 164 млн долл. США. В 2009 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в Тимано-Печорском и Центрально-Европейском регионах России в сумме 238 млн долл. США. В 2009 г.

Группа также признала убыток от обесценения инвестиций в проект 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.

По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 1 798 млн долл. США и 1 199 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 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	1 199	728
Расход от начисления обязательств	124	63
Новые обязательства	190	146
Изменения в оценке существующих обязательств	314	311
Расходы по существующим обязательствам	(6)	(7)
Выбытие имущества	(4)	(13)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(19)	(29)
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря	1 798	1 199

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2010 и 2009 гг., относятся к Категории 3 (стоимость которых основана на допущениях участников рынка и показателях, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками) оценки по справедливой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЕ 9. СКВАЖИНЫ, НАХОДЯЩИЕСЯ В КОНСЕРВАЦИИ

Чистое изменение капитализированной стоимости разведочных скважин, находящихся в консервации, в 2010, 2009 и 2008 гг. составило:

	По состоянию на 31 декабря		
	2010	2009	2008
Остаток на 1 января	406	337	216
Поступления в связи с ожиданием признания доказанных запасов	156	124	130
Списано на расходы	(94)	(36)	(9)
Перенос в связи с признанием доказанных запасов	(63)	(19)	–
Остаток на 31 декабря	405	406	337

Сроки нахождения на балансе капитализированных разведочных скважин, находящихся в консервации:

	По состоянию на 31 декабря		
	2010	2009	2008
Стоимость разведочных скважин, капитализированных на балансе:			
в течение одного года и менее	213	124	125
в течение второго года	7	122	88
в течение третьего года	89	86	61
в течение четвертого года	82	58	49
в течение пятого года и более	14	16	14
в течение более чем одного года	192	282	212
Итого стоимость капитализированных разведочных скважин	405	406	337
Количество проектов, в которых имеются разведочные скважины, капитализированные в течение более чем одного года	11	15	20

Сроки нахождения на балансе разведочных скважин, капитализированных в течение более чем одного года с момента окончания бурения, по состоянию на 31 декабря 2010 г.:

Название проекта (месторождения)	Регион	По состоянию на 31 декабря 2010	Годы, в течение которых были про- бурены скважины
Блок А	Саудовская Аравия	154	2007-2008
Винниковское	Европейская часть России	7	2008
Центрально-Астраханское	Европейская часть России	6	2008-2009
Габышевское	Европейская часть России	5	2008-2009
Ширяевское	Европейская часть России	4	2004-2005
6 проектов менее чем 4 млн долл. США каждый	Европейская часть России	16	2005-2009
Итого 11 проектов		192	

В настоящее время Компания определяет план будущей разработки данных проектов.

ПРИМЕЧАНИЕ 10. ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	391	419
Лицензии и прочие нематериальные активы	409	465
Деловая репутация	646	769
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	1 446	1 653

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

В декабре 2010 г. Группа признала убыток от обесценения деловой репутации по приобретению группы «Акпет» в сумме 114 млн долл. США в связи с изменениями рыночных условий, вызванных частично изменениями в законодательстве. При расчете справедливой стоимости использовалась техника чистой приведенной стоимости (Категория 3 оценки по справедливой

стоимости). Группа «Акпет» управляет заправочными станциями на основании дилерских соглашений и имеет 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. Были также другие незначительные изменения в деловой репутации, относящиеся к выбытию активов.

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	728	442
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	66	77
Рублевые облигации со ставкой 13,5%	–	496
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 331	1 043
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	2 125	2 058

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 609 млн долл. США и 282 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 29 млн долл. США и 76 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы ноль и 18 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 90 млн долл. США

и 66 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составляла 1,87% и 2,02% 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

со ставкой купона 13,5% годовых. Купон выплачивался в конце срока погашения. В июне 2010 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

ПРИМЕЧАНИЕ 12. ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 2 071 и 3 967 млн долл. США на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно)	3 764	4 043
Долгосрочные кредиты и займы от связанных сторон	–	1 939
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	896	895
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 388	–
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 6,125% и сроком погашения в 2020 г.	998	–
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	500
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	262	265
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	820	827
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	328	331
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	197	198
Долгосрочные обязательства по аренде	152	215
Общая сумма долгосрочной задолженности	10 400	10 308
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 331)	(1 043)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	9 069	9 265

Долгосрочные кредиты и займы

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 1 707 млн долл. США и 3 493 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 369 млн долл. США и 487 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы 1 667 млн долл. США (включая займы от компании «КонокоФиллипс») и 42 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 21 млн долл. США и 21 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2011 до 2038 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составляла 4,50% и 2,77% годовых соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций, за исключением займов от компании «КонокоФиллипс», которая перестала быть связанной стороной Группы по состоянию на конец третьего квартала 2010 г., составляла 1,92% годовых по состоянию на 31 декабря 2010 г. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 8% от суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций обеспечено экспортными поставками и основными средствами.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с задолженностью в сумме 720 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2013 г. Кредит был организован банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио Мицубиши ЮФЖ», «ИНГ Банк», «Мизухо Корпорейт Банк» и «ВестЛБ». 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 ЮФЖ», «Барклайз Капитал», «БНП Париба», «Ситибанк», «Дрезднер Клейнворт», «ИНГ Банк» и «ВестЛБ», с общей суммой задолженности 212 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и сроком погашения в 2011 г. Процентная ставка по данным заимствованиям составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 3,25% годовых.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, полученный от Европейского банка

реконструкции и развития, с задолженностью в сумме 221 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 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 158 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 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 121 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2019 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,125% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный кредит, полученный от банка «Ситибанк», с задолженностью в сумме 100 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 г. и сроком 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 2010 г. составила 133 млн долл. США с датами погашения от 2011 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 3,98% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2010 г. составила 442 млн долл. США с датами погашения от 2011 до 2018 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 1,18% годовых.

Компании Группы имеют кредитные соглашения с бывшей связанной стороной Группы, компанией «КонокоФиллипс», с задолженностью в сумме 1 657 млн долл. США, подлежащих уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2010 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 424 млн долл. США, выданных компанией «КонокоФиллипс» совместному предприятию ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее — НМНГ) (см. Приме-

чение 18. Консолидация предприятия с переменной долей участия). По данным соглашения ставки процентов фиксированы и составляют от 6,8 до 8,0% годовых. Данное финансирование используется для разработки нефтяных месторождений и развития сбытовой инфраструктуры в Тимано-Печорском регионе России.

Конвертируемые облигации в долларах США

В декабре 2010 г. компания Группы выпустила необеспеченные конвертируемые облигации стоимостью 1,5 млрд долл. США с купонной доходностью 2,625% годовых и погашением в июне 2015 г. Облигации были размещены по номинальной стоимости. Облигации конвертируются в АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании), курс обмена составляет 73,7087 долл. США за АДР. Держатели облигаций имеют право конвертировать облигации в АДР Компании в период с 40-го дня после даты выпуска и до 6-го торгового дня перед датой погашения. Эмитент имеет право погасить облигации после 31 декабря 2013 г.

Неконвертируемые облигации в долларах США

В ноябре 2010 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1 млрд долл. США с купонной доходностью 6,125% годовых и погашением в 2020 г. Первый транш общей стоимостью 800 млн долл. США был размещен по цене 99,081% от номинальной стоимости с итоговой доходностью 6,250%. Второй транш общей стоимостью 200 млн долл. США был размещен по цене 102,44% от номинальной стоимости с итоговой доходностью 5,80%. Оба транша имеют полугодовой купон.

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 номинальной стоимости облигаций с итоговой доходностью 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 номинальной стоимости облигаций с итоговой доходностью 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. Они 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. Они были размещены по номинальной стоимости на срок 1 092 дня. Облигации имеют 182-дневный купон и купонную доходность 13,35% годовых.

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 — со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. Облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы подлежащих погашению в течение последующих пяти лет долгосрочных долговых обязательств, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 331 млн долл. США в 2011 г., 1 556 млн долл. США в 2012 г., 645 млн долл. США в 2013 г., 1 069 млн долл. США в 2014 г., 1 548 млн долл. США в 2015 г. и 4 251 млн долл. США в последующие годы.

ПРИМЕЧАНИЕ 13. НАЛОГИ

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

Общая сумма налоговых расходов Группы представлена в консолидированном отчете о прибылях и убытках как «Расходы по налогу на прибыль» по налогу на прибыль, как «Акцизы и экспортные пошлины» по акцизам, экспортным пошлинам и налогам на

реализацию нефтепродуктов и как «Налоги (кроме налога на прибыль)» по прочим налогам. По каждой категории итоговая сумма налога включает суммы налогов, взимаемых по различным ставкам в разных юрисдикциях.

Начиная с 1 января 2009 г. деятельность Группы в Российской Федерации облагается налогом на прибыль, включающим федеральную ставку в размере 2,0% и региональную ставку, которая варьируется от 13,5 до 18,0% по усмотрению региональных органов власти. До 1 января 2009 г. федеральная ставка налога на прибыль составляла 6,5%, а региональная ставка варьировалась от 13,5 до 17,5%. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным юрисдикциями, в которых они были совершены.

По состоянию на 1 января 2010 и 2009 гг., а также в течение 2010, 2009 и 2008 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 2008 г.

Ни ранее (в течение трех последних лет вплоть до 31 декабря 2010 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 от деятельности Группы в России и за рубежом.

	2010	2009	2008
По России	10 569	9 013	12 767
За рубежом	901	50	(73)
Прибыль до налога на прибыль	11 470	9 063	12 694

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2010	2009	2008
Текущий налог на прибыль			
По России	1 693	1 677	3 614
За рубежом	411	245	553
Итого текущий налог на прибыль	2 104	1 922	4 167
Отложенный налог на прибыль			
По России	299	98	(523)
За рубежом	(52)	(26)	(177)
Итого расход (доход) по отложенному налогу на прибыль	247	72	(700)
Итого налог на прибыль	2 351	1 994	3 467

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

	2010	2009	2008
Прибыль до налогообложения	11 470	9 063	12 694
Условная сумма налога по установленной в России ставке (20% для 2010 и 2009 гг., 24% — для 2008 г.)	2 294	1 813	3 047
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	266	252	792
влияния различия налоговых ставок за рубежом	(4)	68	159
эффекта законодательно установленного изменения налоговых ставок	—	—	(299)
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(226)	(251)	(261)
изменения величины оценочного резерва	21	112	29
Итого налог на прибыль	2 351	1 994	3 467

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2010	2009	2008
Налог на добычу полезных ископаемых	7 864	5 452	12 267
Социальные налоги и отчисления	429	399	512
Налог на имущество	518	470	405
Прочие налоги и отчисления	167	153	280
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	8 978	6 474	13 464

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Прочие оборотные активы	77	66
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	676	549
Прочие краткосрочные обязательства	(85)	(50)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 417)	(2 080)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 749)	(1 515)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Дебиторская задолженность	42	42
Долгосрочные обязательства	387	295
Запасы	1	5
Основные средства	263	209
Кредиторская задолженность	14	28
Перенос убытков прошлых периодов	527	555
Прочие	161	132
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 395	1 266
Минус оценочный резерв	(418)	(397)
Активы по отложенному налогу на прибыль	977	869
Основные средства	(2 513)	(2 189)
Кредиторская задолженность	(2)	(6)
Дебиторская задолженность	(30)	(7)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(61)	(58)
Запасы	(57)	(68)
Финансовые вложения	(15)	(16)
Прочие	(48)	(40)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 726)	(2 384)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(1 749)	(1 515)

В результате приобретения новых компаний в течение 2009 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 35 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 17 777 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 «Учет курсовых разниц» и КУС № 740 «Учет налога на прибыль» не признаются активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к курсовым разницам, возникшим в результате пересчета операций и активов и обяза-

тельств из рублей в доллары США с использованием исторического курса. 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 2010 и 2009 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2010 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 073 млн долл. США, из которых 3 млн долл. США должны быть использованы в 2011 г., 203 млн долл. США — до 2012 г., 444 млн долл. США — до 2013 г., 14 млн долл. США —

до 2014 г., 1 млн долл. США — до 2015 г., 389 млн долл. США — до 2016 г., 40 млн долл. США — до 2017 г., 6 млн долл. США — до 2018 г., 15 млн долл. США — до 2019 г., 15 млн долл. США — до 2020 г., 374 млн долл. США — до 2021 г., 5 млн долл. США — до 2025 г., 67 млн долл. США — до 2026 г., 77 млн долл. США — до 2027 г., 107 млн долл. США — до 2028 г., 60 млн долл. США — до 2029 г., 64 млн долл. США — до 2030 г. и 187 млн долл. США не ограничены сроком использования.

ПРИМЕЧАНИЕ 14. 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.

Основой пенсионного плана Компании является план с установленными выплатами, который позволяет работникам вносить в пенсионный фонд часть заработной платы и при выходе на пенсию получить единовременный платеж от Компании, равный накопленным взносам работника (до 2% от годовой заработной платы в течение периода до 1 октября 2010 г., и до 4% от годовой заработной платы в последующие периоды). 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 2010 и 2009 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 2010 и 2009 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2010	2009
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	291	288
Влияние курсовых разниц	(2)	(7)
Стоимость вклада текущего года службы	16	17
Процентные расходы	23	23
Изменения пенсионного плана	6	6
Актуарный убыток (прибыль)	2	(3)
Приобретения	3	8
Выплаченные пенсии	(40)	(30)
Прибыль от секвестра	(3)	(11)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	296	291

	2010	2009
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	108	88
Влияние курсовых разниц	(1)	(1)
Рентабельность активов пенсионного плана	6	12
Взносы компаний Группы	39	45
Выбытия	–	(6)
Выплаченные пенсии	(40)	(30)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	112	108
Статус фондирования	(184)	(183)
Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(144)	(143)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(40)	(40)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Ставка дисконтирования	7,80%	8,70%
Ставка роста заработной платы	7,70%	8,10%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Ставка дисконтирования	8,70%	9,00%
Ставка роста заработной платы	8,10%	8,61%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	10,07%	10,89%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2010	2009
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	84	96
Неотраженная актуарная прибыль	(6)	(10)
Итого затраты	78	86

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2010 и 2009 гг.

	2010	2009
Дополнительный убыток (прибыль) за период	4	(5)
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	6	6
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(18)	(2)
Чистая сумма, признанная за период	(8)	(1)

Фактический доход по облигациям и другим ценным бумагам определен на основе обзора состояния международных рынков капитала за длительные периоды времени. В расчете предполагаемого дохода не используются данные по уровню доходности, достигнутому НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в прошлом.

В дополнение к активам пенсионного плана НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» владеет активами в виде страхового резерва. Целью страхового резерва является покрытие пенсионных обязательств в том случае, если активов пенсионного плана будет недостаточно для погашения данных обязательств.

Размер пенсионных взносов Группы определяется без учета активов страхового резерва.

Финансирование планов осуществляется по усмотрению компаний через солидарные счета, находящиеся в доверительном управлении НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ». НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» не распределяет отдельно идентифицируемые активы между Группой и своими прочими сторонними клиентами. Все финансируемые средства пенсионного плана и других индивидуальных пенсионных счетов управляются как общий инвестиционный фонд.

Структура активов инвестиционного портфеля, которым управляет НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в интересах Группы и других клиентов, приведена ниже.

Виды активов	По состоянию на 31 декабря	
	2010	2009
Векселя российских эмитентов	–	3%
Российские корпоративные облигации	37%	25%
Российские муниципальные облигации	2%	4%
Депозиты в банках	41%	42%
Акции российских эмитентов	5%	8%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	1%	2%
Акции в инвестиционных фондах	13%	14%
Прочие активы	1%	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 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.

	2010	2009	2008
Пенсии, заработанные в течение года	16	17	22
Процентные расходы	23	23	19
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(11)	(10)	(11)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	18	2	11
Прибыль от секвестра	(3)	(11)	–
Итого расходы за период	43	21	41

Общий взнос работодателя в 2011 г. ожидается в размере 32 млн долл. США. Сумма 14 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2011 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы, связанные с пенсионными и другими социальным выплатам долгосрочного характера.

	2011	2012	2013	2014	2015	За годы 2011 – 2015	За годы 2016 – 2020
Пенсионные выплаты	55	15	10	10	9	99	28
Прочие долгосрочные выплаты работникам	40	16	15	14	13	98	56
Итого предполагаемые выплаты	95	31	25	24	22	197	84

ПРИМЕЧАНИЕ 15. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Обыкновенные акции

	По состоянию на 31 декабря 2010 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2009 (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)
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(69 208)	(3 836)
Акции в обращении	781 355	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 2010, 2009 и 2008 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 139 853 млн руб., 45 148 млн руб. и 66 926 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляет 4 589 млн долл. США, 1 493 млн долл. США и 2 278 млн долл. США соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 24 июня 2010 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2009 г. в размере 52,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,68 долл. США. Задолженность по дивидендам в размере 13 млн долл. США включена в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг.

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.

Прибыль на одну акцию

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

	2010	2009	2008
Чистая прибыль	9 006	7 011	9 144
Плюс проценты по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 2,625% годовых и сроком погашения в 2015 г. (за вычетом налога по действующей ставке)	3	–	–
Итого разводненная чистая прибыль	9 009	7 011	9 144
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	822 359	846 646	840 108
Плюс собственные акции для целей конвертации облигаций (тыс. штук)	892	–	–
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	823 251	846 646	840 108

Собственные акции, выкупленные у акционеров

28 июля 2010 г. компания Группы подписала соглашение с дочерней компанией КонокоФиллипс о приобретении у нее 64,6 млн обыкновенных акций Компании по цене 53,25 долл. США за акцию на общую сумму 3 442 млн долл. США. Данная сделка была завершена в августе 2010 г. Кроме этого, данное соглашение предусматривало 60-дневный опцион на приобретение Группой части или всего количества из оставшихся 98,7 млн обыкновенных акций Компании, которыми владела дочерняя компания КонокоФиллипс, по цене 56 долл. США за акцию.

26 сентября 2010 г. компания Группы воспользовалась опционом на приобретение акций у дочерней компании КонокоФиллипс путем уведомления о его исполнении в отношении 42 500 000 АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании). Компания Группы продала данные АДР банку «ЮниКредит Банк АГ». Данные операции были завершены 29 сентября 2010 г., когда 42 500 000 АДР Компании были непосредственно переведены банку «ЮниКредит Банк АГ», который оплатил стоимость приобретения в сумме 2,38 млрд долл. США дочерней компании КонокоФиллипс.

Одновременно банк «ЮниКредит Банк АГ» выпустил для компании Группы облигации с правом их обмена на 17 500 000 АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. Данные облигации были классифицированы как акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ».

Банк «ЮниКредит Банк АГ» выпустил также опцион для компании Группы на приобретение у него дополнительных 25 000 000 АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. Данный опцион предусматривает приобретение АДР Компании по рыночной цене не ниже 56 долл. США за одну АДР и прекращает свое действие, если рыночная цена будет меньше или равна 50 долл. США за АДР. В настоящее время справедливая стоимость опциона равна нулю.

Связанная сторона Группы владеет облигациями с правом обмена на 25 000 000 АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. в случае неисполнения компанией Группы своего опциона или в случае, если этот опцион станет недействительным. В случае исполнения опциона компанией Группы связанная сторона получит от банка «ЮниКредит Банк АГ» денежные средства, эквивалентные стоимости АДР, уплаченной компанией Группы.

ПРИМЕЧАНИЕ 16. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов, дебиторской задолженности, 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 долговых обязательств отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. составила 10 225 млн долл. США и 9 976 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 2010 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 № 815 «Производные финансовые инструменты и операции 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 2010				По состоянию на 31 декабря 2009			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
Активы								
Товарные производные финансовые инструменты	–	226	–	226	–	341	–	341
Итого активы	–	226	–	226	–	341	–	341
Обязательства								
Товарные производные финансовые инструменты	–	(264)	–	(264)	–	(386)	–	(386)
Итого обязательства	–	(264)	–	(264)	–	(386)	–	(386)
Чистые обязательства	–	(38)	–	(38)	–	(45)	–	(45)

Указанная выше стоимость основана на анализе каждого контракта, являющегося минимальной единицей учета, согласно требованиям КУС № 820 «*Определение справедливой стоимости и раскрытия*». 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 против изменений 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 то-

вары. 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, цена которых отличается от средних рыночных цен.

Справедливая стоимость активов и обязательств по товарным производным финансовым инструментам по состоянию на 31 декабря 2010 г. приведена ниже.

По состоянию на 31 декабря 2010	
Активы	
Дебиторская задолженность	224
Обязательства	
Кредиторская задолженность	264

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). Что касается активов и обязательств по производным финансовым инструментам, которые являются результатом соответствующих товарных контрактов, то был произведен зачет в консолидированном балансе и отражена дебиторская задолженность в сумме 26 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 66 млн долл. США.

Финансовые результаты 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 2010 и 2009 гг. составили чистый убыток в сумме 232 млн долл. США (из которых реализованные убытки составили 235 млн долл. США и нереализованная прибыль составила 3 млн долл. США) и 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) соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. сальдо по незакрытым товарным производным финансовым инструментам, основной целью которых был 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 ее обязательствами 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 2010 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о прибылях и убытках в течение 2010 г. было

несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2010 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 ведущей 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 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 2010 г. у Группы отсутствовали производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 3 млн долл. США как обеспечение для вне-

биржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2010 г. кредитный рейтинг Группы снизился на один уровень с текущего «BBB-» (Стэндард 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 16 млн долл. США.

ПРИМЕЧАНИЕ 17. ПРИОБРЕТЕНИЕ НОВЫХ КОМПАНИЙ

В первом квартале 2009 г. Группа за 238 млн долл. США приобрела 100%-ные доли в ООО «Смоленск-нефтеснаб», 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. Данное приобретение сделано в целях расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке России. 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.

Это приобретение не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2009 г. Соответственно проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности

ПРИМЕЧАНИЕ 18. 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.

Первоначально Группа определила, что НМНГ является предприятием с переменной долей участия, поскольку голосующие права Группы не соответствуют ее доле владения и вся деятельность НМНГ осуществля-

ется в интересах Группы и компании «КонокоФиллипс», в прошлом связанной стороны Группы. В соответствии с требованиями КУС № 810 «Консолидация» Группа проводит анализ, связанный с качественной оценкой, чтобы определить основного выгодополучателя в данном ППДУ. В результате Группа вновь подтвердила, что она является основным выгодополучателем, и консолидировала НМНГ.

Активы НМНГ составляли приблизительно 5,5 млрд долл. США и 5,9 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 19. УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить определенные обязательства — 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 720 млн долл. США в течение последующих 27 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия» на 2010–2012 гг., 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 2011 г. оценивается Группой в сумме около 1 139 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 2011 г. оценивается Группой в сумме около 349 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы в своем энергетическом сегменте, 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 2010 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 660 млн долл. США.

Обязательства по операционной аренде

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 846 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 155 млн долл. США и 185 млн долл. США в течение 2010 и 2009 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2010 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2010
2011	220
2012	168
2013	130
2014	110
2015	100
в последующие годы	118

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 на-

логовые органы занимают все более активную позицию относительно трактовки и применения 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», совместному предприятию АДК и АГД. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо

25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение. 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 суде штата 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 являлись незаконченными и по ним необходимо решение Суда. 7 июля 2010 г. Окружной суд отклонил ходатайство АДК об отзыве упоминания и вернул дело на рассмотрение в Суд по Банкротствам

для принятия решения по ходатайству Компании о переносе слушания и воздержании от рассмотрения дела до его возвращения в Суд штата Колорадо. 28 октября 2010 г. Суд по Банкротствам удовлетворил ходатайство Компании о возвращении дела в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, где оно в настоящий момент находится в процессе рассмотрения. Ожидается, что АДК проведет слушания по вопросу общей юрисдикции вскоре после того, как пройдут слушания 18 марта 2011 г. Руководство намеревается оспаривать юрисдикцию и отрицает все существенные заявления, сделанные против Компании. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

По состоянию на дату, когда финансовая отчетность была готова к публикации, против ряда организаций Группы в России и за рубежом рассматривалось 76 дел о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках нефтепродуктов.

В 2008 и 2009 гг. Федеральной антимонопольной службой (далее — ФАС России) были рассмотрены два дела, в рамках которых вынесены решения о признании крупнейших российских нефтяных компаний, включая Компанию и входящие с ней в одну группу лиц нефтеперерабатывающие заводы Группы (далее — НПЗ Группы), нарушившими антимонопольное законодательство в части злоупотребления доминирующим положением на оптовом рынке нефтепродуктов России.

По первому делу НПЗ Группы оспорили решение ФАС России в Арбитражном суде г. Москвы. Иски НПЗ Группы были объединены в одно производство. Кроме того, НПЗ Группы подали иски об отмене наложенных ФАС России административных штрафов в суды по месту своего нахождения. В связи с отказом НПЗ Группы от заявленных требований, объединенное дело было прекращено 13 декабря 2010 г. По тем же основаниям были прекращены судебные разбирательства по искам НПЗ Группы об отмене административных штрафов. НПЗ Группы подали ходатайства в ФАС России о предоставлении рассрочки по уплате штрафов, часть из которых на момент подготовки финансовой отчетности к публикации была удовлетворена и рассрочка предоставлена, остальные ходатайства находились в стадии рассмотрения.

По второму делу НПЗ Группы подали иски по месту своего нахождения об отмене решения ФАС России и наложенных административных штрафов. В связи с подписанием соглашений между ФАС Рос-

сии и ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» суммы штрафных санкций были существенно снижены, производство по этим делам в судах завершено. Достигнута договоренность о подписании аналогичного соглашения с ООО «ЛУКОЙЛ-УНП». В настоящий момент производство по данному делу приостановлено. ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» произвело оплату штрафа. ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» ФАС России предоставил рассрочку уплаты штрафных санкций. После возобновления дела ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» планирует обратиться в ФАС России с ходатайством о предоставлении рассрочки.

Общая сумма административных штрафов, предъявленных организациям Группы в настоящее время и оцениваемых как возможные и наиболее вероятные, составляет 106 млн долл. США, из которых на сумму 96 млн долл. США начислен резерв в консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря 2010 г. как наиболее вероятный к взысканию. Расходы были включены в статью «Прочие внеоперационные расходы» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

9 февраля 2011 г. ФАС России возбуждено новое дело в отношении трех крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе Компании, по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением на рынке сбыта нефтепродуктов. Вместе с тем, содержание конкретных обвинений, выдвинутых против Компании, будет известно после начала рассмотрения дела. До даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации, определение о дате рассмотрения дела в Компанию не поступало.

В марте 2010 г. начало действовать соглашение о приобретении этанола, подписанное компанией Группы «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» и компанией «Бионол Клеарфилд ЛЛС». Срок соглашения составлял 5 лет. 1 июня 2010 г. компания «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» подала Требование об арбитраже о внесении изменений в договор о приобретении этанола и компенсации убытков. 18 июня 2010 г. компания «Бионол Клеарфилд ЛЛС» подала встречный иск в третейский суд Американской арбитражной ассоциации с местом проведения разбирательства в городе Бостон об исполнении договора о приобретении этанола или выплаты компенсации. Сумма иска компании «Бионол Клеарфилд ЛЛС» составляет 250 млн долл. США. Стороны согласовали график судебных заседаний и представления документов. Слушания начались 16 февраля 2011 г. В настоящее время не представляется возможным определить,

какие решения по вопросам, вынесенным на рассмотрение Арбитражного суда, являются маловероятными, а какие вероятными и возможными. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в споры с Республикой Казахстан по вопросу возмещения затрат. Доля Группы в общей сумме предъявленного иска составляет около 244 млн долл. США. Руководство считает, что практически вся сумма оспариваемых расходов является возмещаемой в соответствии с Окончательным Соглашением о Разделе Продукции и что конечный результат споров 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 быть связаны с применением существенных санкций в отношении Группы и несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенно 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. В связи с выкупом в сентябре 2010 г. компанией Группы акций Компании у компании «КонокоФиллипс» (см. Примечание 15. «Акционерный капитал»), компания «КонокоФиллипс» по состоянию на конец третьего квартала перестала быть связанной стороной 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, 11, 12, 14, 15, 18 и 21.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 2 383 млн долл. США, 1 152 млн долл. США и 436 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 134 млн долл. США, 69 млн долл. США и 86 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 521 млн долл. США, 862 млн долл. США и 1 891 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2010, 2009 и 2008 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 719 млн долл. США, 539 млн долл. США и ноль соответственно.

В 2010, 2009 и 2008 гг. связанными сторонами были оказаны услуги страхования на сумму ноль, ноль и 93 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 39 млн долл. США, 28 млн долл. США и 33 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая кредиты и авансы, составляла 419 млн долл. США и 591 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 114 млн долл. США и 97 млн долл. США на 31 декабря 2010 и 2009 гг. соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 21. ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ

С декабря 2009 г. в Компании действует программа по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2010 по 2012 гг. Эта программа предусматривает распределение условно закрепляемых акций и выплату вознаграждения, состоящую из двух частей. Первая — ежегодная выплата вознаграждения, основанная на количестве условно закрепляемых акций и сумме дивидендов на одну акцию, 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 период с 2010 по 2012 г. с правом его получения по окончании срока действия программы. Количество условно закрепляемых акций составляет около 17,3 млн штук.

По первой части программы условных акций Группа признает обязательство, которое определяется на основе ожидаемых дивидендов и количества условно закрепленных акций.

Вторая часть программы условных акций была классифицирована как часть акционерного капитала. Справедливая стоимость данной программы на дату ее введения была определена в сумме 295 млн долл. США и была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертона. В модели были использованы: безрисковая процентная ставка, равная 8,0% годовых; ожидаемая дивидендная доходность, равная 3,09% годовых; ожидаемый срок программы — три года; фактор волатильности, равный 34,86%. Ожидаемый фактор волатильности был определен на основе данных исторической волатильности акций Компании в течение пятилетнего периода до января 2010 г.

По состоянию на 31 декабря 2010 г. существуют непризнанные расходы в сумме 197 млн долл. США, по которым безусловное право на вознаграждение еще не получено. Данные расходы предполагается признавать регулярно до декабря 2012 г.

В период с 2007 по 2009 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению определенных членов руководства. Условия данной программы схожи с условиями новой программы вознаграждения, введенной в действие в декабре 2009 г. Количество условно закрепляемых акций составляло около 15,5 млн штук. В силу неблагоприятной рыночной ситуации, условия выполнения второй части программы не были выполнены, по этой причине отсутствовали платежи или передача акций сотрудникам по окончании действия данной программы вознаграждения.

Расходы по данным программам составили 129 млн долл. США, 105 млн долл. США и 134 млн долл. США за 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно, из которых 98 млн долл. США, 20 млн долл. США и 103 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в соответствующих периодах. По состоянию на 31 декабря 2010 и 2009 гг. 33 млн долл. США и 26 млн долл. США были включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязатель-

ства» консолидированного баланса соответственно. Общая сумма признанного налогового дохода, связанного с данным начислением, в течение 2010, 2009 и 2008 гг. составила 21 млн долл. США.

ПРИМЕЧАНИЕ 22. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2010, 2009 и 2008 гг. в соответствии с КУС № 280 «Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия».

Группа определила следующие сегменты деятельности — «Разведка и добыча», «Переработка, торговля и сбыт», «Нефтехимия», «Энергетика» и «Прочие». Данные сегменты были определены на основе различий в характере деятельности в них. Результаты деятельности по установленным сегментам регулярно оцениваются руководством Группы. К сегменту «Разведка и добыча» относятся компании геолого-разведки, 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. К сегменту «Энергетика» относятся компании генерирующие тепло- и электроэнергию, а также сбытовые и соответствующие сервисные компании. В сегмент «Прочие» включены 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

2010	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 091	99 064	1 331	1 416	54	–	104 956
Межсегментная деятельность	33 885	912	278	1 277	529	(36 881)	–
Итого выручка от реализации	36 976	99 976	1 609	2 693	583	(36 881)	104 956
Операционные расходы	3 891	3 085	385	1 913	335	(1 640)	7 969
Амортизация и износ	2 841	967	40	183	123	–	4 154
Расходы по процентам	874	1 153	29	38	409	(1 791)	712
Налог на прибыль	1 449	880	37	(14)	–	(1)	2 351
Чистая прибыль	6 226	2 934	102	(167)	(12)	(77)	9 006
Итого активы	59 176	62 458	1 524	4 454	16 575	(60 170)	84 017
Капитальные затраты	4 933	1 320	76	420	95	–	6 844
2009	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	2 257	76 650	1 022	1 087	67	–	81 083
Межсегментная деятельность	22 096	784	162	1 065	725	(24 832)	–
Итого выручка от реализации	24 353	77 434	1 184	2 152	792	(24 832)	81 083
Операционные расходы	3 500	2 682	352	1 474	472	(1 356)	7 124
Амортизация и износ	2 612	936	41	198	150	–	3 937
Расходы по процентам	886	1 205	14	52	381	(1 871)	667
Налог на прибыль	1 221	821	12	(7)	6	(59)	1 994
Чистая прибыль	5 456	2 263	(69)	(162)	(147)	(330)	7 011
Итого активы	55 033	56 286	1 371	4 041	14 250	(51 962)	79 019
Капитальные затраты	4 687	1 316	113	283	135	–	6 534

2008	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	1 753	103 132	2 067	654	74	–	107 680
Межсегментная деятельность	25 854	1 582	28	1 260	808	(29 532)	–
Итого выручка от реализации	27 607	104 714	2 095	1 914	882	(29 532)	107 680
Операционные расходы	3 490	4 713	798	1 171	523	(2 569)	8 126
Амортизация и износ	1 939	816	34	69	100	–	2 958
Расходы по процентам	870	570	4	60	241	(1 354)	391
Налог на прибыль	955	2 510	14	(83)	17	54	3 467
Чистая прибыль	4 234	5 130	(117)	(85)	(75)	57	9 144
Итого активы	47 130	45 039	940	3 982	9 573	(35 203)	71 461
Капитальные затраты	7 890	2 067	121	364	147	–	10 589

Географические сегменты

	2010	2009	2008
Реализация нефти на территории России	956	735	600
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	26 342	19 914	24 007
Реализация нефтепродуктов на территории России	10 928	8 101	13 872
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	60 018	46 888	62 542
Реализация продуктов нефтехимии в России	728	514	880
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	642	574	1 232
Прочая реализация на территории России	2 881	2 235	2 335
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 461	2 122	2 212
Итого выручка от реализации	104 956	81 083	107 680

2010	Западная Сибирь	Европейская часть России	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации					
Сторонние организации	385	17 231	87 340	–	104 956
Межсегментная деятельность	17 417	27 416	38	(44 871)	–
Итого выручка от реализации	17 802	44 647	87 378	(44 871)	104 956
Операционные расходы	2 300	4 686	1 972	(989)	7 969
Амортизация и износ	968	2 425	761	–	4 154
Расходы по процентам	33	530	427	(278)	712
Налог на прибыль	631	1 362	359	(1)	2 351
Чистая прибыль	2 984	5 556	542	(76)	9 006
Итого активы	21 785	56 897	30 225	(24 890)	84 017
Капитальные затраты	2 004	3 329	1 511	–	6 844

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	1 972	4 387	1 173	(408)	7 124
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	1 918	5 155	2 274	(1 221)	8 126
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

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 53 245 млн долл. США, 37 724 млн долл. США и 47 066 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 8 595 млн долл. США, 8 144 млн долл. США и 12 171 млн долл. США в 2010, 2009 и 2008 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 обра-

зом, события после отчетной даты оценивались до 4 марта 2010 г. включительно.

В январе 2011 г. Компания получила уведомление о том, что Совет директоров компании «ERG S.p.A.» (ERG) принял решение продать Компании 11% в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ», расположенном в городе Приоло (Италия). Данное уведомление является частичным исполнением опциона ERG по продаже своей доли. Таким образом, доля Группы будет увеличена с 49% до 60%. Сделка планируется к завершению в конце первого квартала 2011 г. и ее сумма составит 205 млн евро (283 млн долл. США), не включая запасы. Уведомление было получено в соответствии с первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Согласно данному соглашению ERG имеет пут-опцион, исполнение которого может увеличить долю Группы в предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» до 100%.

В соответствии с КУС № 932 «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 2010 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	536	302	838	293
Доказанные запасы нефти и газа	6 578	50 662	57 240	2 319
Накопленные износ и амортизация	(1 490)	(18 530)	(20 020)	(597)
Чистые капитализированные затраты	5 624	32 434	38 058	2 015

По состоянию на 31 декабря 2009 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	545	305	850	285
Доказанные запасы нефти и газа	5 826	47 237	53 063	1 998
Накопленные износ и амортизация	(1 201)	(16 460)	(17 661)	(454)
Чистые капитализированные затраты	5 170	31 082	36 252	1 829

По состоянию на 31 декабря 2008 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	519	507	1 026	158
Доказанные запасы нефти и газа	5 391	42 248	47 639	855
Накопленные износ и амортизация	(901)	(14 649)	(15 550)	(209)
Чистые капитализированные затраты	5 009	28 106	33 115	804

II. ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЗАПАСОВ, ИХ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ

2010	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	113	–	113	–
недоказанные запасы	–	15	15	122
Затраты на геологоразведку	199	220	419	16
Затраты на разработку	798	3 686	4 484	115
Итого затраты	1 110	3 921	5 031	253

2009	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	–	17	17	1 154
недоказанные запасы	–	23	23	97
Затраты на геологоразведку	221	162	383	11
Затраты на разработку	549	3 726	4 275	146
Итого затраты	770	3 928	4 698	1 408

2008	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	806	6	812	–
недоказанные запасы	49	5	54	6
Затраты на геологоразведку	357	313	670	9
Затраты на разработку	719	6 430	7 149	139
Итого затраты	1 931	6 754	8 685	154

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 компаниям 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.

2010	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	1 926	19 956	21 882	1 350
Передачи	–	12 278	12 278	13
Итого доходы	1 926	32 234	34 160	1 363
Затраты на добычу (не включая налоги)	(218)	(3 023)	(3 241)	(113)
Затраты на геологоразведку	(240)	(96)	(336)	(2)
Амортизация и износ	(292)	(2 469)	(2 761)	(127)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	(14)	(35)	(49)	–
Налоги (кроме налога на прибыль)	(257)	(17 872)	(18 129)	(321)
Налог на прибыль	(314)	(1 813)	(2 127)	(275)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	591	6 926	7 517	525

2009	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	1 472	13 870	15 342	824
Передачи	–	11 850	11 850	17
Итого доходы	1 472	25 720	27 192	841
Затраты на добычу (не включая налоги)	(195)	(2 592)	(2 787)	(98)
Затраты на геологоразведку	(147)	(71)	(218)	(10)
Амортизация и износ	(323)	(2 235)	(2 558)	(105)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	–	(43)	(43)	–
Налоги (кроме налога на прибыль)	(206)	(12 830)	(13 036)	(186)
Налог на прибыль	(198)	(1 399)	(1 597)	(203)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	403	6 550	6 953	239

2008	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	1 839	24 307	26 146	1 112
Передачи	–	17 941	17 941	11
Итого доходы	1 839	42 248	44 087	1 123
Затраты на добычу (не включая налоги)	(202)	(3 006)	(3 208)	(74)
Затраты на геологоразведку	(356)	(131)	(487)	(7)
Амортизация и износ	(313)	(1 572)	(1 885)	(52)
Расход от начисления обязательств, связанных с окончанием использования активов	–	(25)	(25)	–
Налоги (кроме налога на прибыль)	(61)	(24 668)	(24 729)	(170)
Налог на прибыль	(294)	(3 272)	(3 566)	(481)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	613	9 574	10 187	339

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 (2010 и 2009 гг.) или цене на конец года (2008 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 извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

В силу неопределенности и ограниченности, присущих геологическим данным о запасах, оценке запасов свойственна неточность, а при ее проведении требуется применение суждений. Кроме того, оценка запасов подвержена изменениям по мере поступления новых данных.

Руководство включило в состав доказанных запасов существенные объемы, которые Группа собирается извлечь после окончания срока действия 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 ранее его принятия, а также в связи с тем, что Группа переоформила около 50% лицензий, руководство считает, что в случае окончания срока действия лицензий они будут продлены для завершения оставшейся разработки каждого соответствующего месторождения.

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». Применение требований ОСУ № 2010-03 не оказало существенного влияния на величину доказанных запасов и стандартизированную оценку дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств Группы.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2010, 2009 и 2008 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
Нефть				
1 января 2008 г.	301	15 191	15 492	223
Пересмотр предыдущих оценок	80	(1 205)	(1 125)	1
Приобретение неизвлеченного сырья	17	19	36	5
Увеличение / открытие новых запасов	30	493	523	6
Добыча	(24)	(660)	(684)	(19)
31 декабря 2008 г.	404	13 838	14 242	216
Пересмотр предыдущих оценок	(85)	(636)	(721)	15
Приобретение неизвлеченного сырья	–	39	39	102
Увеличение / открытие новых запасов	37	503	540	–
Добыча	(27)	(673)	(700)	(20)
Реализация запасов	–	(17)	(17)	–
31 декабря 2009 г.	329	13 054	13 383	313
Пересмотр предыдущих оценок	(4)	(292)	(296)	(5)
Приобретение неизвлеченного сырья	62	–	62	–
Увеличение / открытие новых запасов	10	550	560	10
Добыча	(26)	(658)	(684)	(24)
31 декабря 2010 г.	371	12 654	13 025	294
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2008 г.	208	8 806	9 014	156
31 декабря 2009 г.	186	8 442	8 628	199
31 декабря 2010 г.	207	8 401	8 608	182

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 187 млн барр., 242 млн барр. и 426 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 132 млн барр., 135 млн барр. и 203 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

Млрд куб. фут.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
Газ				
1 января 2008 г.	4 902	22 845	27 747	174
Пересмотр предыдущих оценок	566	(386)	180	4
Приобретение неизвлеченного сырья	1 395	4	1 399	–
Увеличение / открытие новых запасов	118	310	428	7
Добыча	(175)	(500)	(675)	(11)
31 декабря 2008 г.	6 806	22 273	29 079	174
Пересмотр предыдущих оценок	(294)	(6 081)	(6 375)	(3)
Приобретение неизвлеченного сырья	–	13	13	130
Увеличение / открытие новых запасов	294	164	458	–
Добыча	(175)	(436)	(611)	(15)
31 декабря 2009 г.	6 631	15 933	22 564	286
Пересмотр предыдущих оценок	(35)	1 214	1 179	11
Увеличение / открытие новых запасов	98	226	324	4
Добыча	(187)	(540)	(727)	(26)
31 декабря 2010 г.	6 507	16 833	23 340	275
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2008 г.	1 912	5 893	7 805	114
31 декабря 2009 г.	2 002	5 636	7 638	157
31 декабря 2010 г.	2 715	6 024	8 739	143

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 31 млрд куб. фут., 36 млрд куб. фут. и 34 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря 2010, 2009 и 2008 гг. составляла 21 млрд куб. фут., 23 млрд куб. фут. и 24 млрд куб. фут. соответственно. Доля миноритарных акционеров относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

V. СТАНДАРТИЗИРОВАННАЯ ОЦЕНКА ДИСКОНТИРОВАННЫХ БУДУЩИХ ЧИСТЫХ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с приведенными выше данными о запасах 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 (2010 и 2009 гг.) или действующих на конец года (2008 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 оценка 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	Дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
31 декабря 2010 г.				
Поступления денежных средств будущих периодов	40 871	432 401	473 272	18 629
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(23 193)	(313 375)	(336 568)	(9 503)
Налог на прибыль будущих периодов	(3 843)	(19 775)	(23 618)	(2 107)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	13 835	99 251	113 086	7 019
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(8 641)	(60 808)	(69 449)	(3 656)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	5 194	38 443	43 637	3 363
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	963	963	–

	За рубежом	Россия	Дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
31 декабря 2009 г.				
Поступления денежных средств будущих периодов	31 025	385 266	416 291	14 816
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 778)	(254 811)	(273 589)	(7 692)
Налог на прибыль будущих периодов	(2 337)	(22 285)	(24 622)	(1 489)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	9 910	108 170	118 080	5 635
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 468)	(66 015)	(72 483)	(3 013)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	3 442	42 155	45 597	2 622
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	1 370	1 370	–

	За рубежом	Россия	Дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
31 декабря 2008 г.				
Поступления денежных средств будущих периодов	26 612	312 334	338 946	5 546
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(18 647)	(185 733)	(204 380)	(3 074)
Налог на прибыль будущих периодов	(318)	(21 250)	(21 568)	(516)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	7 647	105 351	112 998	1 956
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(6 132)	(64 296)	(70 428)	(950)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	1 515	41 055	42 570	1 006
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	1 333	1 333	–

VI. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЙ В СТАНДАРТИЗИРОВАННОЙ ОЦЕНКЕ ДИСКОНТИРОВАННЫХ БУДУЩИХ ЧИСТЫХ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

Дочерние компании	2010	2009	2008
Дисконтированная стоимость на 1 января	45 597	42 570	71 871
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(193)	86	(279)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(12 454)	(11 151)	(15 663)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	22 241	36 633	(113 710)
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(23 976)	(27 376)	79 317
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	1 886	1 878	1 423
Затраты на разработку за период	5 565	3 201	3 528
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(433)	(4 495)	(3 520)
Чистое изменение налога на прибыль	407	(1 104)	11 054
Прочие изменения	(141)	70	123
Эффект дисконтирования	5 138	5 285	8 426
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	43 637	45 597	42 570

Доля в зависимых компаниях	2010	2009	2008
Дисконтированная стоимость на 1 января	2 622	1 006	4 828
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	–	1 182	17
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(927)	(547)	(872)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	2 296	2 129	(6 343)
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(985)	(1 086)	901
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	53	3	38
Затраты на разработку за период	120	31	51
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(56)	137	13
Чистое изменение налога на прибыль	(294)	(442)	1 553
Прочие изменения	234	95	239
Эффект дисконтирования	300	114	581
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	3 363	2 622	1 006

ОАО «ЛУКОЙЛ»

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 2010 г. и за каждый год, закончившийся 31 декабря 2010, 2009 и 2008 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

показатели, выраженные в баррелях, пересчитывались из тонн в баррели с использованием усредненного коэффициента, равного 7,33 барр./т. Пересчет кубических метров в кубические футы производился с использованием коэффициента, равного 35,31 куб. фут/куб. м. Баррель нефти соответствует 1 барр. н. э., а пересчет кубических футов в баррели нефтяного эквивалента производился с использованием коэффициента, равного 6 тыс. куб. фут/барр. н. э.

Настоящий отчет содержит заявления прогнозного характера. Такие слова, как «считает», «предполагает», «ожидает», «оценивает», «намеревается», «планирует» и некоторые другие, отражают существующие на настоящий момент прогнозы и мнения руководства Компании о будущих результатах, однако они не могут служить гарантией достижения указанных результатов в будущем. См. «Заявления прогнозного характера» на с. 44, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

■ ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2010	Изменение к 2009, %	2009	Изменение к 2008, %	2008
Выручка от реализации (млн долл. США)	104 956	29,4	81 083	(24,7)	107 680
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США)	9 006	28,5	7 011	(23,3)	9 144
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (EBITDA) (млн долл. США)	16 049	19,1	13 475	(14,7)	15 797
Налоги (кроме налога на прибыль), включая акцизы и экспортные пошлины (млн долл. США)	(27 856)	42,6	(19 532)	(43,9)	(34 804)
Базовая прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (долл. США)	10,95	32,2	8,28	(23,9)	10,88
Разводнённая прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (долл. США)	10,94	32,1	8,28	(23,9)	10,88
Добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э.)	817 335	1,2	807 301	0,5	803 109
Добыча нефти Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	95 992	(1,7)	97 615	2,5	95 240
Добыча товарного газа Группой с учётом доли в зависимых компаниях (млн куб. м)	18 554	24,5	14 898	(12,5)	17 020
Производство нефтепродуктов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	63 596	6,2	59 879	12,9	53 033
Доказанные запасы углеводородов с учётом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.)	17 255	(1,4)	17 504	(9,5)	19 334

В 2010 г. чистая прибыль Группы составила 9 006 млн долл. США, что на 1 995 млн долл. США, или на 28,5%, больше, чем в 2009 г.

Положительная динамика чистой прибыли в основном объясняется резким ростом цен на углеводороды в 2010 г. по сравнению с 2009 г. Кроме того, в третьем квартале 2010 г. мы признали доход в сумме 438 млн долл. США, полученный в результате положительного разрешения корпоративного спора в отношении одного из наших совместных предприятий в Казахстане. В то же время на наши результаты оказали негативное влияние рост налоговой нагрузки, темпы роста которой опережают рост нашей выручки, укрепление рубля к доллару США, рост операционных и транспортных расходов и признанные в четвертом квартале убытки от обесценения в размере 306 млн долл. США.

■ 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 четырёх компаний до 100%. С момента образования Группы до настоящего времени её состав значительно расширился за счёт 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 четырёх континентах.

ЛУКОЙЛ является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире по размеру запасов углеводородов. По состоянию на 1 января 2011 г. доказанные запасы нефти Компании составляли около 13,3 млрд барр., газа — 23,6 трлн куб. фут, что в совокупности составляет 17,3 млрд барр. н. э.

Деятельность Группы можно разделить на четыре основных операционных сегмента:

- **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА** — деятельность по разведке и разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и природного газа, которая ве-

дётся 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.
- **ЭНЕРГЕТИКА** — деятельность по генерации, транспортировке и реализации электро- и тепловой энергии, а также оказание сопутствующих услуг.

Другими видами деятельности являются банковская, финансовая и иная деятельность. Указанные основные сегменты являются взаимозависимыми, поскольку часть выручки одного сегмента входит в состав расходов другого. В частности, предприятия сегмента переработки, торговли и сбыта закупают нефть у предприятий сегмента разведки и добычи. Поскольку в силу ряда причин, подробно рассмотренных в разделе «Цены на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке» на с. 13, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным, цены по данным сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учётом 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 искажённое 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 отчётности.

■ ПОСЛЕДНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В 2010 г. Компания достигла следующих результатов:

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

- Введены в эксплуатацию 11 новых нефтяных и газовых месторождений (в 2009 г. — 8 нефтяных и газовых месторождений).
- 28 апреля 2010 г. была получена первая нефть на месторождении им. Ю. Корчагина в российском секторе Каспийского моря.

- Консорциум в составе группы «ЛУКОЙЛ» и американской компании «Vanco International» победил в тендере на право разведки и разработки блоков Эст Рапсодия и Трайдент в румынском секторе Чёрного моря.
- Подписан контракт по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2 в Ираке.

ПЕРЕРАБОТКА

- В 2010 г. на Нижегородском НПЗ введён в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга. С вводом комплекса производство предприятием высокооктановых автомобильных бензинов возрастёт на 1,4 млн т в год, дизельного топлива — на 400 тыс. т в год. Вся масса выпускаемых моторных топлив будет соответствовать требованиям Евро-4 и Евро-5. С запуском комплекса выход светлых нефтепродуктов увеличится на 12%, а индекс сложности Нельсона возрастет на 2 пункта.

ТОРГОВЛЯ И СБЫТ

- Введены в эксплуатацию 64 новых АЗС.
- На внутреннем рынке начались продажи дизельного топлива по стандартам Евро-5.

Иные результаты, достигнутые в 2010 г., детально рассмотрены далее в отчёте.

■ ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ГРУППЫ

В январе 2011 г. Компания получила уведомление о том, что Совет директоров компании «ERG S.p.A.» (далее — ERG) принял решение продать Компании 11% в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (далее — ИСАБ), расположенном в городе Приоло (Италия). Данное уведомление является частичным исполнением опциона ERG по продаже своей доли. Таким образом, доля Группы будет увеличена с 49% до 60%. Сделка планируется к завершению в конце первого квартала 2011 г. и ее сумма составит 205 млн евро (около 283 млн долл. США), не включая запасы. Уведомление было получено в соответствии с первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Согласно данному соглашению ERG имеет пут-опцион, исполнение которого может увеличить долю Группы в предприятии по управлению ИСАБ до 100%. Группа приобрела 49%-ю долю в совместном предприятии за 1,45 млрд евро (приблизительно 1,83 млрд долл. США)

в декабре 2008 г., заплатив первый платёж в сумме 600 млн евро (приблизительно 762 млн долл. США). Оставшаяся сумма была уплачена в феврале 2009 г. Соглашение предусматривает, что каждый из участников осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в совместном предприятии. ИСАБ имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс». Мощность комплекса ИСАБ составляет 16 млн т в год, а в его состав входят также три морских причала и резервуарный парк объёмом 3 700 тыс. куб. м.

28 июля 2010 г. компания Группы подписала соглашение с дочерней компанией КонокоФиллипс о приобретении у нее 64,6 млн обыкновенных акций Компании по цене 53,25 долл. США за акцию на общую сумму 3 442 млн долл. США. Данная сделка была завершена в августе 2010 г. Кроме этого, данное соглашение предусматривало 60-дневный опцион на приобретение Группой части или всего количества из оставшихся 98,7 млн обыкновенных акций Компании, которыми владела дочерняя компания КонокоФиллипс, по цене 56 долл. США за акцию. 26 сентября 2010 г. компания Группы воспользовалась опционом на приобретение акций у дочерней компании КонокоФиллипс путём уведомления о его исполнении в отношении 42,5 млн АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании). Компания Группы продала данные АДР банку «ЮниКредит Банк АГ». Данные операции были завершены 29 сентября 2010 г., когда 42,5 млн АДР Компании были непосредственно переведены банку «ЮниКредит Банк АГ», который оплатил стоимость приобретения в сумме 2,38 млрд долл. США дочерней компании КонокоФиллипс. Одновременно банк «ЮниКредит Банк АГ» выпустил для компании Группы облигации с правом их обмена на 17,5 млн АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. Данные облигации были классифицированы как акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ». Банк «ЮниКредит Банк АГ» выпустил также опцион для компании Группы на приобретение у него дополнительных 25 млн АДР Компании не позднее 29 сентября 2011 г. Данный опцион предусматривает приобретение АДР Компании по рыночной цене не ниже 56 долл. США за одну АДР и прекращает свое действие, если рыночная цена будет меньше или равна 50 долл. США за АДР. По состоянию на 7 февраля 2011 г. компания «КонокоФиллипс» полностью вышла из акционерного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ», продав оставшиеся акции Компании на открытом рынке.

В январе 2010 г. Компания подписала контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2, расположен-

ном 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%. Месторождение Западная Курна-2 имеет извлекаемые запасы нефти около 12,9 млрд барр.

В декабре 2009 г. Группа приобрела оставшуюся 46,0%-ю долю в зависимой компании «ЛУКАРКО Б.В.» (далее — ЛУКАРКО) за 1,6 млрд долл. США, увеличив таким образом долю владения до 100%. ЛУКАРКО является холдинговой компанией, владеющей 5%-й долей в совместном предприятии «Тенгизшевройл», разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, 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 «Тенгизшевройл» с 2,7% до 5,0% и долю владения в КТК с 6,75% до 12,5%. Первый платёж в сумме 300 млн долл. США был произведен в декабре 2009 г., 800 млн долл. США были уплачены в декабре 2010 г., а оставшаяся сумма должна быть уплачена не позднее декабря 2011 г.

В соответствии с планами Компании по наращиванию перерабатывающих мощностей в Европе в июне 2009 г. компания Группы подписала соглашение с компанией «Тоталь С.А.» о покупке 45%-й доли в нефтеперерабатывающем заводе ТРН в Нидерландах (далее — ТРН). Сделка была завершена в сентябре 2009 г. приблизительно за 688 млн долл. США (после заключительных корректировок). Группа осуществляет поставки нефти и сбыт нефтепродуктов в соответствии с долей своего участия в нефтеперерабатывающем заводе. Завод имеет возможность перерабатывать нефть марки «Юралс», большие объёмы прямогонного мазута и вакуумного газойля, что позволило 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.

В рамках расширения присутствия Группы на наиболее перспективном розничном рынке Российской Федерации в четвёртом квартале 2008 г. за 493 млн долл. США Группа приобрела 100%-ные доли в ЗАО «Ассоциация «Гранд» и ООО «Мега Ойл-М»,

владеющими сетью из 181 заправочной станции в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России. 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», владеющими 96 заправочными станциями и земельными участками в Москве, Московской области и других регионах центральной европейской части России.

В июле 2008 г. компания Группы подписала соглашение о приобретении 100%-й доли в группе «Акпет» за 555 млн долл. США. Сделка 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 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 соответствии с планами Компании по развитию энергетического бизнеса в марте 2008 г. компания Группы подписала соглашение со связанной стороной по приобретению 64,31%-й доли в ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее — ТГК-8) приблизительно за 2 117 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%. В сентябре 2009 г. ТГК-8 было реорганизовано в общество с ограниченной ответственностью. ТГК-8 — один из крупнейших потребителей газа в Южном федеральном округе с годовым потреблением около 6 млрд куб. м газа. Электростанции компании расположены в Астраханской, Волгоградской, Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях, Республике Дагестан Российской Федерации. Их суммарная мощность составляет 3,6 ГВт. Группа ожидает от приобретения активов ТГК-8 значительных синергетических эффектов за счёт бесперебойных поставок природного газа с месторождений Компании, расположенных на Северном Каспии и в Астраханской области, а также за счёт получения эффективной цены на газ.

■ РЕСУРСНАЯ БАЗА

В приведённой ниже таблице представлены данные по запасам дочерних компаний Группы и нашей доле в запасах зависимых компаний по стандартам Комиссии по ценным бумагам и биржам США (до достижения экономического предела рентабельной добычи), собранные на основе отчётов компании «Миллер энд Ленц», нашего независимого оценщика запасов, по состоянию на 1 января 2011 и 2010 гг.

(млн барр. н. э.)	Изменения в 2010 г.				1 января 2010 г.
	1 января 2011 г.	добыча ¹	увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры	пересмотр предыдущих оценок	
Западная Сибирь	9 861	(451)	423	138	9 751
Тимано-Печора	2 533	(160)	80	(122)	2 735
Урал	2 033	(97)	64	(58)	2 124
Поволжье	845	(27)	17	(40)	895
Прочие регионы России	223	(16)	14	(6)	231
За рубежом	1 760	(83)	89	(14)	1 768
Доказанные запасы нефти и газа	17 255	(834)	687	(102)	17 504
Вероятные запасы нефти и газа	8 455				9 820
Возможные запасы нефти и газа	3 167				5 054

¹ Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

Доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2011 г. составили 17 255 млн барр. н. э., в том числе 13 319 млн барр. нефти и 23 615 млрд куб. фут газа.

В 2010 г. расширение доказанных запасов за счёт геологоразведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 687 млн барр. н. э. Из данного объёма прирост за счёт геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения составил

625 млн барр. н. э., за счёт приобретений — 62 млн барр. н. э. Увеличение запасов газа, главным образом, связано с продолжением освоения запасов Большехетской впадины и началом бурения на Пякяхинском месторождении.

Принятие закона об индексации ставок НДПИ на нефть и газ начиная с 2011 г. повлекло уменьшение доказанных запасов на 118 млн барр. н. э.

■ ОСНОВНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

Компания осуществляет разведку и добычу нефти и газа в России и за рубежом. В России 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» (далее — НМНГ) на Севере Тимано-Печоры. Разведка и добыча за рубежом осуществляется 100%-й дочерней компанией «ЛУКОЙЛ-Оверсиз», которая участвует в СРП и других проектах в Казахстане, Азербайджане, Узбекистане, Саудовской Аравии, Колумбии, Ираке, Гане, Кот-д'Ивуаре.

В приведённой ниже таблице приводятся основные показатели, отражающие деятельность по разведке и добыче.

	2010	2009	2008
		(тыс. барр. н. э./сут)	
Среднедневная добыча углеводородов, включая долю в зависимых компаниях, в том числе:	2 239	2 212	2 194
- нефть	1 940	1 972	1 921
- природный и нефтяной газ ¹	299	240	273
		(долл./барр. н. э.)	
Удельные затраты на добычу углеводородов	4,12	3,56	4,12
- в России	4,11	3,53	4,11
- за пределами России	4,29	3,99	4,32
		(млн долл. США)	
Затраты на добычу углеводородов	3 241	2 787	3 208
- в России	3 023	2 592	3 006
- за пределами России	218	195	202
Затраты на геолого-разведочные работы	336	218	487
- в России	96	71	131
- за пределами России	240	147	356
Налог на добычу полезных ископаемых	7 864	5 452	12 267
- в России	7 795	5 399	12 267
- за пределами России	69	53	—

¹ Товарный газ (за исключением газа, произведённого для собственного потребления).

ДОБЫЧА НЕФТИ. В 2010 г. среднедневной объём добычи нефти Группой снизился на 1,6% по сравнению с 2009 г. Добыча нефти (с учётом доли в добыче зависимых компаний) составила 708,1 млн барр., или 96 млн т.

В приведённой ниже таблице отражены данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в течение 2010 и 2009 гг.

(тыс. тонн)	Изменение к 2009 г.				2009
	2010	итого, %	структурное изменение	органическое изменение	
Западная Сибирь	50 934	(3,8)	–	(2 028)	52 962
Тимано-Печора	21 175	(2,2)	–	(487)	21 662
Урал	12 385	3,6	–	427	11 958
Поволжье	2 916	2,4	–	68	2 848
Прочие регионы России	2 021	(5,1)	–	(109)	2 130
Добыча в России	89 431	(2,3)	–	(2 129)	91 560
Добыча за рубежом	3 460	(1,6)	–	(55)	3 515
Итого добыча дочерними компаниями Группы	92 891	(2,3)	–	(2 184)	95 075
Доля Группы в добыче зависимых компаний					
в России	336	9,1	–	28	308
за рубежом	2 765	23,9	575	(42)	2 232
Итого добыча	95 992	(1,7)	575	(2 198)	97 615

Основным регионом, в котором Компания добывает нефть, является Западная Сибирь, где в 2010 г. было добыто 54,8% от общего объёма добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в 2009 г. — 55,7%, в 2008 г. — 60,5%). Значительное влияние на снижение добычи в Западной Сибири оказали темпы роста естественной выработанности месторождений и уменьшение объёмов бурения новых скважин. Причиной снижения объёмов бурения является реализация стратегии Компании, направленной на укрепление её финансового состояния путем концентрации деятельности на высокодоходных проектах и увеличения денежных потоков.

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 2010 г. объём добытой на этом месторождении нефти составил 6,9 млн т (в 2009 г. — 7,0 млн т). Это месторождение разрабатывается компанией НМНГ, нашим совместным предприятием с компанией «КонокоФиллипс».

В декабре 2009 г. мы начали промышленное бурение на месторождении им. Ю. Корчагина в Каспийском море. В апреле 2010 г. на этом месторождении была начата добыча нефти. Максимальный уровень добычи на месторождении может достигнуть 2,5 млн т нефти и газового конденсата и 1,0 млрд куб. м газа. Начиная с декабря 2010 г. нефть, экспортируемая с этого месторождения, облагается экспортной пошлиной по льготной ставке. Согласно действующему законодательству ставка налога на добычу полезных ископаемых для этого месторождения равна нулю. В 2010 г. мы добыли 55 тыс. т на этом месторождении и поэтому не получили существенной выгоды от льготного режима налогообложения.

Структурный прирост нашей доли в добыче зависимых предприятий за пределами России обусловлен увеличением эффективной доли в компании «Тенгизшевройл», совместном предприятии, разрабатывающем месторождения Тенгиз и Королевское в Казахстане, до 5% в результате приобретения оставшейся 46%-й доли в ЛУКАРКО.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет её закупки в России и на международных рынках.

В России мы в основном приобретаем нефть у зависимых компаний и прочих производителей. Затем мы или перерабатываем, или экспортируем приобретённую нефть. Нефть, приобретённая на

международных рынках, используется в торговых операциях, поставляется на наши зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия или передается на процессинг на сторонние заводы.

	2010		2009		2008	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	2 243	306	4 442	606	1 730	236
Закупки нефти за рубежом	156 759	21 386	150 258	20 499	76 078	10 379
Итого закупки нефти	159 002	21 692	154 700	21 105	77 808	10 615

Значительная часть закупок нефти Группой производилась в целях её переработки. В 2010 г. для поставки на заводы за рубежом мы приобрели 12 516 тыс. т нефти (включая 4 574 тыс. т для поставки на ИСАБ и 2 292 тыс. т для поставки на ТРН) по сравнению с 11 313 тыс. т (включая 5 116 тыс. т для поставки на ИСАБ и 698 тыс. т для поставки на ТРН) в 2009 г.

ДОБЫЧА ГАЗА. В 2010 г. добыча товарного газа с учётом доли в добыче зависимых компаний составила 18 554 млн куб. м газа, что на 24,5% больше, чем в 2009 г. Нашим основным газовым месторождением является Находкинское, где добыча природного газа в 2010 г. составила 8 146 млн куб. м (в 2009 г. — 5 936 млн куб. м). Рост добычи на месторождении на 37,2% связан с тем, что начиная со второй половины 2009 г. ОАО «Газпром» (далее — Газпром) увеличило объём закупок нашего газа. В 2010 г. мы увеличили также долю утилизации попутного газа в Западной Сибири.

Объёмы добычи газа за рубежом дочерними предприятиями увеличились на 16,2%. Добыча природного газа на месторождении Хаузак в Узбекистане в 2010 г. составила 2 655 млн куб. м (2 227 млн куб. м в 2009 г.). Наша доля в добыче газа на месторождении Шах-Дениз в Азербайджане в 2010 г. составила 545 млн куб. м по сравнению с 518 млн куб. м в 2009 г. Благодаря увеличению доли Группы в компании ЛУКАРКО добыча попутного газа на месторождении Тенгиз в 2010 г. увеличилась на 300 млн куб. м.

■ 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. Кроме того, мы владеем 49%-й долей в нефтеперерабатывающем комплексе ИСАБ в Италии и 45%-й долей в нефтеперерабатывающем заводе ТРН в Нидерландах.

Производство нефтепродуктов на дочерних и зависимых НПЗ Группы в 2010 г. возросло на 6,2% по сравнению с 2009 г., в том числе на российских — на 1,8%. В результате приобретения ТРН в сентябре 2009 г. производство нефтепродуктов на зарубежных дочерних и зависимых НПЗ увеличилось по сравнению с 2009 г. на 16,9%. Объёмы производства на НПЗ в Болгарии и на Украине снизились в связи с капитальным ремонтом. В четвёртом квартале 2010 г. Одесский НПЗ был остановлен в связи с неблагоприятными экономическими условиями на Украине.

В 2010 г. доля Группы в производстве нефтепродуктов на ИСАБ составила 6 540 тыс. т (в 2009 г. — 6 153 тыс. т), на ТРН — 4 468 тыс. т (1 528 тыс. т в 2009 г.).

Мы инвестировали и продолжаем инвестировать значительные средства в наши НПЗ с целью занять лидирующее положение в России по производству экологичного топлива высокого качества. Так, в декабре 2010 г. мы запустили комплекс каталитического крекинга на НПЗ в Нижнем Новгороде, что позволило начать производство бензина, полностью соответствующего стандарту Евро-4. Соответствующие инвестиции составили около 1 млрд долл. США.

В России ЛУКОЙЛ лидирует по объёмам реализации топлив, полностью отвечающих европейским стандартам, значительно опережая официальные сроки их ввода на территории страны. На российских НПЗ Группы произведено 8 429, 7 266 и 7 224 тыс. т дизельного топлива, соответствующего стандартам Евро-4 и Евро-5, в 2010, 2009 и 2008 гг. соответственно. Производство бензина, соответствующего стандарту Евро-3, в 2010, 2009 и 2008 гг. составило 5 373, 4 746 и 4 191 тыс. т соответственно. В конце 2010 г. мы начали производство бензина стандарта Евро-4.

Наряду с собственным производством нефтепродуктов мы также можем перерабатывать нефть на заводах третьих сторон в зависимости от рыночных условий и других факторов. До 2010 г. мы перерабатывали

нефть на сторонних заводах в России в основном для обеспечения деятельности сбытовых компаний Группы в Уральском регионе, а также для экспорта. В 2010 г. мы стали продавать нефть этим заводам, а затем покупать у них нефтепродукты. Для обеспечения нефтепродуктами наших розничных сетей в Восточной Европе мы перерабатывали нефть на заводах, расположенных в Республике Беларусь и Сербии. Нефтепро-

дукты, произведённые в Беларуси, использовались для снабжения наших местных розничных сетей и для оптовых продаж на экспорт. В конце 2009 г. мы прекратили переработку нашей нефти в Беларуси в связи со снижением прибыльности таких операций из-за изменений в таможенном законодательстве. Однако в третьем квартале 2010 г. мы начали перерабатывать нефть на стороннем НПЗ в Казахстане.

В следующей таблице представлены основные данные о деятельности по переработке нефти.

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Затраты по переработке нефти	1 088	923	1 115
- в России	806	671	780
- за пределами России	282	252	335
Затраты по переработке нефти на ИСАБ и ТРН	719	543	39
Затраты по переработке нефти на сторонних НПЗ	5	170	400
- в России	1	126	341
- за пределами России	4	44	59
Капитальные затраты	702	828	1 023
- в России	542	520	688
- за пределами России	160	308	335
	(тыс. барр./сут)		
Переработка нефти на НПЗ Группы	1 103	1 099	1 112
- в России ¹	904	889	881
- за пределами России	199	210	231
Переработка нефти на ИСАБ и ТРН ^{2,3}	222	155	13
Переработка нефти на сторонних НПЗ	2	77	110
- в России	–	41	64
- за пределами России	2	36	46
Итого переработка нефти	1 327	1 331	1 235
	(тыс. т)		
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы	52 588	52 198	52 455
- в России ¹	43 172	42 408	42 067
- за пределами России	9 416	9 790	10 388
Производство нефтепродуктов на ИСАБ и ТРН ²	11 008	7 681	578
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	107	3 485	5 004
- в России	–	1 873	2 881
- за пределами России	107	1 612	2 123
Итого производство нефтепродуктов	63 703	63 364	58 037

¹ Без учёта мини-НПЗ.

² Доля Группы.

³ Включая нефтепродукты, направленные на переработку.

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 систематического характера и используются в основном

для покрытия временного недостатка ресурсов внутри Группы.

Розничная сеть Группы охватывает 27 стран и состоит из 6 тысяч АЗС. Большинство заправочных станций работает под маркой «ЛУКОЙЛ». Мы последовательно развиваем розничный бизнес и бренд «ЛУКОЙЛ», расширяя сеть АЗС.

В следующей таблице представлены данные о торговых операциях Группы.

	2010	2009	2008
		(тыс. т)	
Розничные продажи	14 336	14 079	14 164
Оптовые продажи	91 020	86 681	80 983
Итого продажи нефтепродуктов	105 356	100 760	95 147
Закупки нефтепродуктов в России	1 853	625	1 635
Закупки нефтепродуктов за рубежом	45 816	41 445	38 743
Итого закупки нефтепродуктов	47 669	42 070	40 378

Рост закупок нефтепродуктов в России связан с прекращением переработки нашей нефти на сторонних НПЗ в России в конце 2009 г. В 2010 г. мы стали продавать нефть этим НПЗ и закупать у них нефтепродукты. В 2010 г. такие закупки составили около 870 тыс. т. Рост закупок за рубежом произошёл в результате роста объёмов торговых операций и роста закупок для переработки на ИСАБ и ТРН.

ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РОССИИ.

Экспорт нефти из России в 2010 г. уменьшился на 3,4% по сравнению с 2009 г. В 2010 г. Компания экспортировала 45,4% добытой в России нефти (в 2009 г. и 2008 г. — 45,9% и 43,8% соответственно).

Объём экспорта нефти из России предприятиями Группы составил:

	2010		2009		2008	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	231 525	31 586	241 890	33 000	264 393	36 070
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	65 999	9 004	66 109	9 019	23 639	3 225
Итого экспорт нефти из России	297 524	40 590	307 999	42 019	288 032	39 295

Общее снижение экспорта нефти из России связано со снижением добычи нефти, а также сокращением экспорта в СНГ в результате прекращения процессинга нефти в Республике Беларусь. В то же время экспорт в страны дальнего зарубежья вырос по сравнению с 2009 г. на 2 984 тыс. т, или на 8,9%.

В 2010 г. объём экспорта нефти через инфраструктуру Компании составил 8 732 тыс. т, что примерно соответствует уровню 2009 г.

В 2010 г. экспорт нефтепродуктов из России составил 25,8 млн т, что на 6,9% меньше, чем в 2009 г. Снижение объёмов экспорта объясняется сокращением поставок в страны СНГ. Эти объёмы были реализованы на внутреннем рынке. В основном мы экспортировали из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили приблизительно 92% от всего объёма экспортируемых нефтепродуктов.

В 2010 г. выручка от экспорта нефти и нефтепродуктов из России зарубежным компаниям Группы и третьим лицам составила 22 178 млн долл. США и 14 088 млн долл. США соответственно (17 485 млн долл. США по нефти и 11 414 млн долл. США по нефтепродуктам в 2009 г.).

ЭНЕРГЕТИКА. В 2010 г. мы продолжили развитие энергетического сектора в соответствии со стратегической программой развития. Новый сектор объединяет все виды энергетического бизнеса от генерации

до передачи и реализации тепловой и электроэнергии. Наш сектор энергетики на данный момент включает ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» (все выделены из ТГК-8), объекты энергогенерации при нефтегазодобывающих предприятиях Группы, а также в Румынии, Болгарии и на Украине. Производство электроэнергии составило 13,2 млрд кВт/ч в 2010 г. и 13,1 млрд кВт/ч в 2009 г. Производство тепловой энергии составило 15,3 Гкал в 2010 г. и 15,1 Гкал в 2009 г.

■ 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 2010 г. цена на нефть марки «Брент» изменялась от 67 до 94 долл./барр., достигнув максимального значения в 94,00 долл./барр. в конце декабря 2010 г.

В 2008 г. цены на нефть достигли своего исторического пика. Начиная с июля 2008 г. они начали снижаться и к концу года упали более чем на 100 долл./барр., до 37 долл./барр., в результате спада в мировой экономике. Несмотря на это средние цены в 2008 г. составили почти 100 долл./ барр.

Во второй половине 2009 г. цены стабилизировались на уровне около 70 долл./барр. и с тех пор находятся в рамках пологого повышательного тренда. При этом средняя цена 2009 г. составила около 60 долл./барр., что существенно ниже цены 2008 г.

Большая часть нефти, поставляемой нами на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведённой ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты за рассматриваемые периоды.

	2010	Изменение к 2009, %	2009	Изменение к 2008, %	2008
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)					
Нефть марки «Брент»	79,50	28,9	61,67	(36,6)	97,26
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) ¹	78,29	27,9	61,22	(35,4)	94,76
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) ¹	78,26	28,0	61,15	(35,5)	94,83
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	442,35	28,0	345,72	(24,8)	459,74
Дизельное топливо 0,01% (ФОБ Роттердам)	688,46	28,7	534,84	(43,6)	948,11
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	735,24	27,0	579,01	(30,8)	836,79

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 интегрированных компаний, определяется, как правило, от операции к операции с учётом 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 определённой 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 2010, 2009 и 2008 гг.

	2010	Изменение к 2009, %	2009	Изменение к 2008, %	2008
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут топочный	245,27	51,3	162,12	(32,1)	238,87
Дизельное топливо	557,36	20,5	462,65	(37,8)	744,07
Бензин (Аи-92)	714,26	22,1	584,87	(22,2)	751,95
Бензин (Аи-95)	743,17	16,8	636,24	(26,0)	860,07

Источник: ИнфоТЭК (без НДС).

■ ОБМЕННЫЙ КУРС РУБЛЯ К ДОЛЛАРУ США И ТЕМПЫ ИНФЛЯЦИИ

Значительная доля наших доходов выражена в долларах США или в определённой мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть наших расходов в России выражена в рублях. Поэтому рублёвая инфляция и колебания обменного курса рубля могут существенно влиять на результаты наших операций. В частности, ослабление рубля по отноше-

нию к доллару США приводит к уменьшению затрат в долларовом исчислении, и наоборот. Ослабление покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации, составило 11,6% в 2010 г. по сравнению с 2009 г.

Приведённая ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России и изменении курса рубля к доллару США.

	2010	2009	2008
Рублёвая инфляция (ИПЦ), %	8,7	8,9	13,3
Изменение обменного курса рубля к доллару США, %	(0,8)	(2,9)	(19,7)
Средний обменный курс за период (рубли к доллару США)	30,37	31,72	24,86
Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США)	30,48	30,24	29,38

■ НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА

С учётом 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 2010, 2009 и 2008 гг. налоги по операциям в России составили примерно 85%, 81% 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, налог на имущество, НДС и прочие местные налоги и сборы.

Действовавшие ставки всех налогов и сборов (общий объём налогов, включая налог на прибыль и налоги, кроме налога на прибыль, а также акцизные сборы и экспортные тарифы, поделённый на величину прибыли до налогообложения и уплаты соответствующих

налогов и сборов) составляли в 2010, 2009 и 2008 гг. 77%, 75% и 81% соответственно. В 2010 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 49% выручки от реализации российскими компаниями Группы в России и на экспорт.

Используемые нами меры налогового планирования и контроля основаны на нашем понимании налогового законодательства, действующего на момент осуществления этих мер. Мы являемся объектом регулярных проверок, проводимых налоговыми органами, что представляет собой обычное явление в России, и в отдельных случаях власти пытались облагать нас крупными дополнительными налогами. Мы считаем, что, основываясь на нашем понимании действующего налогового законодательства, мы надлежащим образом выполняли наши налоговые обязательства. Тем не менее соответствующие органы могут по-разному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными.

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

		2010 ¹	Изменение к 2009, %	2009 ¹	Изменение к 2008, %	2008 ¹
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	273,55	52,0	179,93	(49,3)	355,08
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки						
лёгкие дистилляты (бензин), средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	196,60	47,2	133,54	(46,9)	251,53
жидкие топлива (мазут)	долл./т	105,91	47,2	71,93	(46,9)	135,51
Акцизы на продукты нефтепереработки						
прямогонный бензин	руб./т	4 290,00	10,0	3 900,00	46,8	2 657,00
высокооктановый бензин	руб./т	3 992,00	10,0	3 629,00	–	3 629,00
низкооктановый бензин	руб./т	2 923,00	10,0	2 657,00	–	2 657,00
дизельное топливо	руб./т	1 188,00	10,0	1 080,00	–	1 080,00
моторные масла	руб./т	3 246,10	10,0	2 951,00	–	2 951,00
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	руб./т	3 075,76	33,6	2 302,85	(30,8)	3 328,35
природный газ	руб./1 000 м ³	147,00	–	147,00	–	147,00

¹ Средние значения.

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

		2010 ¹	Изменение к 2009, %	2009 ¹	Изменение к 2008, %	2008 ¹
Акцизы на продукты						
прямогонный бензин	долл./т	141,26	14,9	122,94	15,0	106,90
высокооктановый бензин	долл./т	131,45	14,9	114,40	(21,7)	146,01
низкооктановый бензин	долл./т	96,25	14,9	83,76	(21,7)	106,90
дизельное топливо	долл./т	39,12	14,9	34,04	(21,7)	43,45
моторные масла	долл./т	106,89	14,9	93,02	(21,7)	118,73
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	долл./т	101,28	39,5	72,59	(45,8)	133,91
природный газ	долл./1 000 м³	4,84	4,5	4,63	(21,7)	5,91

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 расчёта таких налогов.

СТАВКА НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ДЛЯ НЕФТИ. В настоящий момент базовая ставка составляет 419 руб. за метрическую тонну добытой нефти. В дальнейшем она корректируется в зависимости от мировых рыночных цен на нефть марки «Юралс» и обменного курса рубля. Ставка налога равняется нулю, если средняя мировая рыночная цена на нефть марки «Юралс» в течение налогового периода была меньше или равна 15,00 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть марки «Юралс» на 1,00 долл./барр. выше установленного минимального уровня (15,00 долл./барр.) ведёт к росту ставки налога на 1,61 долл./т добычи (или на 0,22 долл./барр. при использовании коэффициента пересчёта, равного 7,33).

В настоящий момент установлены базовые ставки налога на добычу полезных ископаемых на 2012 и 2013 гг. Они составят 446 руб. и 470 руб. соответственно. Однако размер ставок может быть в дальнейшем скорректирован.

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 определённых областях Восточной Сибири,

Каспийского моря и Ненецкого автономного округа, в зависимости от срока разработки и объёмов добычи. Для других месторождений формула расчёта налоговой ставки, описанная выше, умножается на коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр. Коэффициент равняется 1,0 для участков недр с выработанностью менее 80%. Увеличение степени выработанности конкретного участка недр на каждый дополнительный 1% свыше показателя в 80% влечет за собой снижение коэффициента на 0,035. Минимальное значение коэффициента составляет 0,3. Оценка степени выработанности запасов осуществляется на основании установленных государственных данных о запасах и объёмах добычи нефти по каждому участку недр.

Группа осуществляет добычу нефти на некоторых месторождениях Ненецкого автономного округа и шельфа Каспийского моря, где применяется нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых. В начале декабря 2010 г. на Южно-Хыльчуйском месторождении был достигнут накопленный объём добычи 15 млн т, и начиная с этого момента мы платим налог на добычу полезных ископаемых на этом месторождении по полной ставке.

СТАВКА НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ДЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА. Налог на добычу природного газа исчисляется с использованием фиксированной ставки. В течение периода с 1 января 2006 г. до 31 декабря 2010 г. действовала ставка, равная 147 руб. за 1 000 куб. м природного газа. Однако с 1 января 2011 г. ставка была увеличена до 237 руб. за 1 000 куб. м природного газа.

СТАВКА ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН НА НЕФТЬ определяется исходя из действующей прогрессивной шкалы расчёта. 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) ведёт 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. ведёт к росту экспортной пошлины на нефть на 0,45 долл./барр. Если рыночная цена нефти марки «Юралс» превышает 25,00 долл./барр., то при её росте на 1,00 долл./барр. прирост экспортной пошлины на нефть составляет 0,65 долл./барр.

Начиная с декабря 2008 г. расчёт ставки пошлины производится ежемесячно на основании мониторинга нефтяных цен за месяц, непосредственно предшествующий расчёту.

В конце 2009 г. была установлена нулевая ставка пошлины для экспорта нефти, добытой на некоторых месторождениях в Восточной Сибири. Однако в июле 2010 г. нулевая ставка для этих месторождений была заменена на пониженную. Начиная с декабря 2010 г. в список месторождений, по которым применяется льготная ставка экспортной пошлины, добавлены наши месторождения им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, расположенные в Каспийском море.

СТАВКИ ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН на нефтепродукты до 2011 г. определялись постановлениями Правительства Российской Федерации. Величина ставок зависела от внутреннего спроса на нефтепродукты, а также от конъюнктуры на мировом рынке нефти. Начиная с 2011 г. ставки экспортных пошлин на нефтепродукты рассчитываются следующим образом: к текущей ставке пошлины на нефть применяется коэффициент согласно следующей таблице.

	2011	2012	2013
Коэффициент для:			
лёгких дистиллятов (бензин), средних дистиллятов (реактивное топливо), дизельного топлива и газойлей	0,670	0,640	0,600
жидких топлив (мазут)	0,467	0,529	0,600
моторных и прочих масел	0,467	0,529	0,600
прочих нефтепродуктов	0,467	0,529	0,600

Соответствующие средние коэффициенты, подсчитанные для ставок пошлин в 2010 г., составили бы 0,719 для лёгких и средних дистиллятов, дизельного топлива и газойлей и 0,387 для мазута и масел.

ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В СТРАНЫ СНГ, за исключением Украины и Республики Беларусь, не облагается экспортными пошлинами.

В 2010 г. по соглашению между Российской Федерацией и Республикой Беларусь таможенной пошлиной не облагались поставки нефти из России в Беларусь в суммарном объёме до 6,3 млн т. Остальной объём нефти облагался экспортной пошлиной по полной ставке.

В 2009 г. нефть, экспортируемая с территории России в Беларусь, облагалась таможенной пошлиной с при-

менением коэффициента 0,356 к ставке экспортной пошлины на нефть, установленной Правительством Российской Федерации (в 2008 г. — 0,335).

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.

Начиная с 2011 г. ставки акцизов в России повышаются и ставятся в зависимость от экологического класса топлива. Ниже в таблице приведены ставки акцизов на 2011 г.

Автомобильный бензин		
ниже Евро-3	руб./т	5 995,00
Евро-3	руб./т	5 672,00
Евро-4 и -5	руб./т	5 143,00
Дизельное топливо		
ниже Евро-3	руб./т	2 753,00
Евро-3	руб./т	2 485,00
Евро-4 и -5	руб./т	2 247,00
Моторные масла	руб./т	4 681,00
Прямогонный бензин	руб./т	6 089,00

НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ. Начиная с 1 января 2009 г. федеральная ставка налога на прибыль составляет 2,0%, интервал изменения региональной ставки составляет

от 13,5% до 18,0%. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определённым 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 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 объёмами добытой и транспортированной по трубопроводам за последнее время нефти и ожидаемыми направлениями её экспорта. Нефть, транспортируемая через систему магистральных трубопроводов (нефть марки «Юралс»), является смесью нефти разного качества. В связи с этим российские компании, добывающие более качественную нефть, не могут получить дополнительную прибыль от её продажи, используя транспортную систему Транснефти. Альтернативный доступ к международным рынкам, минуя систему Транснефти, может осуществляться по

железнодорожной, морской и речной 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, 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» — 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 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, объёма 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, понесённых этими естественными монополиями. ФСТ пересматривает тарифы не реже одного раза в год.

В России большая часть добываемого газа продается на скважине и затем транспортируется по Единой системе газоснабжения (далее — ЕСГ). ЕСГ служит для сбора, транспортировки, распределения и доставки до потребителя практически всего природного газа, добываемого в России. Владеет и управляет ЕСГ Газпром. ФСТ занимается регулированием тарифов на транспортировку газа. У нас нет иной возможности продавать наш газ, кроме как через ЕСГ.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ В 2010, 2009 И 2008 ГГ.

В приведённой ниже таблице отражены консолидированные отчёты о прибылях и убытках за указанные периоды.

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Выручка			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	104 956	81 083	107 680
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы	(7 969)	(7 124)	(8 126)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	(43 579)	(31 977)	(37 851)
Транспортные расходы	(5 608)	(4 830)	(5 460)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(3 558)	(3 306)	(3 860)
Износ и амортизация	(4 154)	(3 937)	(2 958)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(8 978)	(6 474)	(13 464)
Акцизы и экспортные пошлины	(18 878)	(13 058)	(21 340)
Затраты на геолого-разведочные работы	(336)	(218)	(487)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов	(363)	(381)	(425)
Прибыль от основной деятельности	11 533	9 778	13 709
Расходы по процентам	(712)	(667)	(391)
Доходы по процентам и дивидендам	174	134	163
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	472	351	375
Убыток по курсовым разницам	(122)	(520)	(918)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)	125	(13)	(244)
Прибыль до налога на прибыль	11 470	9 063	12 694
Текущий налог на прибыль	(2 104)	(1 922)	(4 167)
Отложенный налог на прибыль	(247)	(72)	700
Итого налог на прибыль	(2 351)	(1 994)	(3 467)
Чистая прибыль	9 119	7 069	9 227
Минус: чистая прибыль, относящаяся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(113)	(58)	(83)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	9 006	7 011	9 144
Базовая прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долл. США)	10,95	8,28	10,88
Разводнённая прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долл. США)	10,94	8,28	10,88

Ниже приведён анализ основных финансовых показателей отчётности.

■ ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ

Продажи по видам продукции	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	25 251	18 276	22 382
Экспорт и продажи в странах СНГ	1 091	1 638	1 625
Продажи на внутреннем рынке	956	735	600
	27 298	20 649	24 607
Нефтепродукты			
Экспорт и реализация на международных рынках			
оптовая реализация	50 340	38 023	50 553
розничная реализация	9 678	8 865	11 989
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	5 427	3 820	8 049
розничная реализация	5 501	4 281	5 823
	70 946	54 989	76 414
Нефтехимические продукты			
Экспорт и продажи на международных рынках	642	574	1 232
Продажи на внутреннем рынке	728	514	880
	1 370	1 088	2 112
Газ и продукция его переработки			
Экспорт и продажи на международных рынках	1 565	1 091	926
Продажи на внутреннем рынке	786	548	985
	2 351	1 639	1 911
Реализация энергии и сопутствующих услуг	1 416	1 087	654
Прочие продажи			
Экспорт и продажи на международных рынках	890	1 030	1 286
Продажи на внутреннем рынке	685	601	696
	1 575	1 631	1 982
Продажи всего	104 956	81 083	107 680

Объёмы продаж	2010	2009	2008
Нефть	(тыс. барр.)		
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	326 669	305 273	242 784
Экспорт и продажи в странах СНГ	23 280	39 106	31 629
Продажи на внутреннем рынке	26 637	21 909	15 408
	376 586	366 288	289 821
Нефть	(тыс. тонн)		
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	44 566	41 647	33 122
Экспорт и продажи в странах СНГ	3 176	5 335	4 315
Продажи на внутреннем рынке	3 634	2 989	2 102
	51 376	49 971	39 539
Нефтепродукты	(тыс. тонн)		
Экспорт и продажи на международных рынках			
оптовая реализация	80 043	76 885	67 669
розничная реализация	7 314	7 863	8 200
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	10 977	9 796	13 314
розничная реализация	7 022	6 216	5 964
	105 356	100 760	95 147
Объёмы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	156 732	150 731	134 686

Средние сложившиеся цены реализации	2010		2009		2008	
	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)	(долл./барр.)	(долл./т)
Средняя цена продаж на мировом рынке						
Нефть (кроме стран СНГ)	77,30	566,60	59,87	438,84	92,19	675,76
Нефть (в странах СНГ)	46,84	343,35	41,89	307,05	51,38	376,58
Нефтепродукты						
оптовая реализация		628,91		494,55		747,06
розничная реализация		1 323,31		1 127,44		1 462,14
Средняя цена продаж на внутреннем рынке						
Нефть	35,90	263,18	33,56	245,97	38,97	285,66
Нефтепродукты						
оптовая реализация		494,37		389,92		604,55
розничная реализация		783,49		688,74		976,40

В 2010 г. выручка от реализации увеличилась на 23 873 млн долл. США, или на 29,4%, по сравнению с 2009 г. (в 2009 г. уменьшилась на 26 597 млн долл. США, или на 24,7%, по сравнению с 2008 г.). Выручка от продаж нефти увеличилась на 6 649 млн долл. США, или на 32,2% (в 2009 г. уменьшилась на 3 958 млн долл. США, или на 16,1%, по сравнению с 2008 г.). Выручка от продаж нефтепродуктов возросла на 15 957 млн долл. США, или на 29,0% (в 2009 г. уменьшилась на 21 425 млн долл. США, или на 28,0%, по сравнению с 2008 г.). Рост выручки был связан с резким ростом цен на углеводороды по сравнению с 2009 г. Кроме того, укрепление рубля к доллару США существенно повлияло на наши сложившиеся цены реализации в России.

Реализация нефти

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Выручка от продаж нефти выросла на 6 649 млн долл. США, или на 32,2%, в основном в результате роста цен реализации.

За счёт прекращения переработки нефти на сторонних НПЗ в России и Беларуси высвободился дополнительный ресурс нефти для продажи, в результате объём реализации нефти увеличился на 2,8%.

В 2010 г. выручка от экспорта нефти из России компаниям Группы и третьим лицам составила 22 178 млн долл. США.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Выручка от продаж нефти снизилась на 16,1%. Мы продавали 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 объём реализации нефти за рубежом увеличился на 25,7% по сравнению с 2008 г. в результате роста объёмов экспорта нефти из России, а также увеличения объёма торговых операций.

В 2009 г. мы увеличили объём продаж 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.

Реализация нефтепродуктов

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

В 2010 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 12 317 млн долл. США, или на 32,4%, в основном за счёт роста средних цен реализации на 27,2%. Снижение производства нефтепродуктов на наших заводах в Болгарии из-за капитального ремонта и на Украине из-за остановки, а также прекращение переработки нефти на сторонних НПЗ было почти полностью компенсировано началом переработки нефти на ТРН в сентябре 2009 г. Расширение торговой деятельности привело к увеличению объёмов оптовых продаж на 4,1%.

В 2010 г. реализация нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации увеличилась на 813 млн долл. США, или на 9,2%. Рост средних цен реализации на 17,4% был частично нивелирован снижением объёмов реализации на 7,0%, что произошло в основном в результате реструктуризации нашей розничной сети в США.

В 2010 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 1 607 млн долл. США, или на 42,1%, по сравнению с 2009 г. в результате увеличения средних цен реализации на 26,8%. В результате снижения экспорта нефтепродуктов в Республику Беларусь объём реализации в России вырос на 1 181 тыс. т, или на 12,1%.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России в 2010 г. увеличилась на 1 220 млн долл. США, или на 28,5%, в результате роста объёмов продаж (благодаря росту средней реализации через АЗС) и цен реализации. Эта выручка составила 50,3% совокупной выручки от продаж нефтепродуктов в России в 2010 г. (в 2009 г. — 52,8%).

В 2010 г. выручка от экспорта нефтепродуктов из России компаниям Группы и третьим лицам составила 14 088 млн долл. США.

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%, в основном за счёт снижения средних цен реализации на 33,8%. Однако начало переработки нефти на ИСАБ и ТРН, а также рост торговых операций привели к увеличению объёмов продаж на 13,6%.

В 2009 г. реализация нефтепродуктов через розничную сеть за пределами Российской Федерации уменьшилась на 3 124 млн долл. США, или на 26,1%, в основном за счёт снижения средних цен реализации на 22,9%. Объёмы реализации также снизились в результате неблагоприятной экономической обстановки.

В 2009 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России уменьшилась на 4 229 млн долл. США, или на 52,5%, в результате уменьшения средних цен реализации на 35,5% и объёмов реализации на 3 518 тыс. т, или на 26,4%. Снижение объёмов реализации было вызвано уменьшением закупок и ростом 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%, 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.

Реализация продуктов нефтехимии

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии увеличилась в 2010 г. на 282 млн долл. США, или на 25,9%. Снижение объёмов реализации за рубежом за счёт уменьшения переработки и закупок нефтехимической продукции было компенсировано ростом цен реализации. При этом в четвёртом квартале 2010 г. Группа возобновила выпуск продукции на заводе «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине после реконструкции и строительства линии по производству хлора и каустической соды. Рост выручки в России произошёл благодаря увеличению цен реализации и укреплению рубля к доллару США.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии снизилась в 2009 г. на 1 024 млн долл. США, или на 48,5%. Снижение произошло в результате падения цен реализации на 35,8%, а также снижения объёмов продаж на 19,7% вследствие плановых ремонтов на российских заводах и 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 объёмов продаж повлияла общая негативная ситуация на мировых рынках нефтехимической продукции.

Реализация газа и продукции его переработки

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

В 2010 г. продажи газа и продукции его переработки увеличились на 712 млн долл. США, или на 43,4%. Выручка от продаж продукции газопереработки увеличилась на 424 млн долл. США, или на 40,8%. Это произошло в основном в результате роста цен. Выручка от реализации продукции газопереработки в розницу увеличилась до 506 млн долл. США, или на 22,2%, также в результате роста цен. Эта выручка составила 37,8 и 44,0% от всей выручки от реализации продукции газопереработки в 2010 и 2009 гг. соответственно.

Выручка от продаж природного газа составила 835 млн долл. США, что на 46,2% больше, чем в 2009 г. Выручка на внутреннем рынке существенно выросла в результате роста закупок со стороны Газпрома, основного покупателя нашего природного газа в России. Продажи Газпрому в 2010 г. составили 8 146 млн куб. м (в 2009 г. — 5 936 млн куб. м), а средняя цена реализации выросла до 34,9 долл./1 000 куб. м, или на 4,5%, в результате укрепления рубля.

Выручка от реализации природного газа за пределами России выросла по сравнению с 2009 г. на 174 млн долл. США, главным образом, из-за пересчёта цен на газ по проекту «Шах-Дениз» в 2008-2010 гг. на общую сумму 101 млн долл. США. Эта дополнительная выручка была признана в третьем квартале 2010 г.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

В 2009 г. продажи газа и продукции его переработки снизились на 272 млн долл. США, или на 14,2%. Выручка от продаж продукции газопереработки снизилась на 158 млн долл. США, или на 13,2%. 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 объёмов продаж и цен реализации в России было частично компенсировано ростом сложившихся цен реализации природного газа в Узбекистане.

Продажи природного газа Газпрому в 2009 г. составили 5 936 млн куб. м (в 2008 г. — 7 856 млн куб. м), при этом средняя цена реализации снизилась до 33,4 долл./1 000 куб. м, или на 21,6%, что было связано с девальвацией рубля.

Реализация энергии и сопутствующих услуг

Мы начали развивать энергетический бизнес в 2008 г. после приобретения ТГК-8. В основном мы занимаемся реализацией электро- и тепловой энергии и сопутствующих услуг на внутреннем рынке. Выручка от реализации за рубежом несущественна.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

В 2010 г. выручка от реализации электро- и тепловой энергии и сопутствующих услуг выросла на 329 млн долл. США, или на 30,3%, в связи с развитием энергетического сегмента в соответствии с программой стратегического развития. Росту выручки также способствовало укрепление рубля.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

В 2009 г. выручка от реализации электро- и тепловой энергии и сопутствующих услуг выросла на 433 млн долл. США, или на 66,2%. Наш энергетический бизнес появился в мае 2008 г. с приобретением ТГК-8 и существенно расширился в 2009 г., что нашло своё отражение в росте выручки.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя выручку от оказания транспортных услуг,

нетопливную выручку нашей розничной сети, выручку от услуг по добыче нефти, аренде, а также выручку от реализации производственными и сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с их основной деятельностью.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

В 2010 г. прочие продажи снизились на 56 млн долл. США, или на 3,4%. Снижение выручки от оказания транспортных услуг за рубежом было частично компенсировано ростом нетопливной розничной реализации. В 2010 г. выручка от продажи прочей продукции на АЗС составила 606 млн долл. США, что на 38 млн долл. США больше, чем в 2009 г.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

В 2009 г. прочие продажи снизились на 351 млн долл. США, или на 17,7%. Прочие продажи в России уменьшились под влиянием обесценения рубля. Снижение прочей выручки за рубежом связано с уменьшением объёмов оказанных транспортных услуг за рубежом, а также снижением нетопливной реализации с АЗС.

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.

■ ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	3 241	2 787	3 208
Затраты на переработку на НПЗ Группы	1 088	923	1 115
Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ	724	713	439
Затраты по транспортировке нефти до НПЗ	1 048	955	1 072
Затраты предприятий энергетики	654	450	260
Затраты предприятий нефтехимии	221	127	235
Прочие операционные расходы	1 322	1 385	1 547
	8 298	7 340	7 876
Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведённых внутри Группы ¹	(329)	(216)	250
Итого операционные расходы	7 969	7 124	8 126

¹ Изменение операционных расходов в составе запасов нефти и нефтепродуктов, произведённых внутри Группы, включает в себя расходы по добыче и переработке нефти и нефтепродуктов, которые были произведены предприятиями Группы в течение отчётного периода, но не реализованы третьим сторонам.

По сравнению с 2009 г. операционные расходы увеличились на 845 млн долл. США, или на 11,9%, что в основном объясняется общим увеличением операционных расходов в России, вызванным реальным укреплением рубля к доллару США на 11,6%, ростом расходов на добычу углеводородов, переработку нефти, а также ростом затрат предприятий энергетики.

Затраты на добычу углеводородов

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

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Затраты на добычу в 2010 г. увеличились на 454 млн долл. США, или на 16,3%. Рост затрат в основном был обусловлен ростом расходов на энергообеспечение, общим ростом расходов, а также укреплением рубля к доллару США. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов выросла с 3,56 до 4,12 долл./барр. н. э., или на 15,7%.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Затраты на добычу в 2009 г. снизились на 421 млн долл. США, или на 13,1%, несмотря на рост добычи нефти на 2,5% и увеличение расходов на энергообеспечение. Уменьшение затрат произошло в основном благодаря девальвации 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%.

Затраты на переработку на собственных НПЗ

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в 2010 г. на 165 млн долл. США, или на 17,9%.

Затраты на переработку на собственных заводах в России увеличились на 20,1%, или на 135 млн долл. США, в результате укрепления рубля к доллару США, увеличения расходов на энергообеспечение и роста потребления присадок.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом выросли на 11,9%, или на 30 млн долл. США, в результате роста расходов на энергообеспечение.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Затраты на переработку на собственных НПЗ снизились в 2009 г. на 192 млн долл. США, или на 17,2%.

Затраты на переработку на собственных заводах в России снизились на 14,2%, или на 111 млн долл. США, за счёт девальвации рубля и мер по сокращению издержек, предпринятых начиная с четвёртого квартала 2008 г. Снижение затрат 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. Кроме того, снижение производства нефтепродуктов и изменения обменных курсов национальных валют к доллару США дополнительно сократили наши расходы.

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 2010 И 2009 ГГ.

В течение 2010 г. мы не перерабатывали нефть на сторонних НПЗ в России и Республике Беларусь в отличие от 2009 г. Однако благодаря началу переработки нефти на ТРН в сентябре 2009 г. мы почти полностью компенсировали это снижение. В результате объёмы переработки на сторонних и зависимых НПЗ снизились на 2,8% по сравнению с 2009 г. (с учётом объёмов переработки нефтепродуктов). Тем не менее, затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ выросли на 1,5% по сравнению с 2009 г., так как стоимость процессинга на западноевропейских заводах выше, чем на заводах в России и Беларуси. Кроме того, начиная с третьего квартала 2010 г. мы стали перерабатывать нефть на стороннем НПЗ в Казахстане.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Благодаря началу переработки нефти на ИСАБ и ТРН мы удвоили объёмы процессинга по сравнению с 2008 г. В то же время это было частично компенсировано снижением затрат на процессинг, а также сниже-

нием объёмов переработки нефти в России и Беларуси. Таким образом, затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ выросли на 62,4% по сравнению с 2008 г.

Затраты предприятий нефтехимии

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Затраты предприятий нефтехимии увеличились на 94 млн долл. США, или на 74,0%. На расходы в России оказали влияние рост производства, рост стоимости сырья и укрепление рубля. Несмотря на закрытие нефтехимических производственных мощностей Группы в Болгарии и на Украине, затраты за рубежом снизились незначительно в виду высокой доли постоянных расходов. Кроме того, в четвёртом квартале 2010 г. Группа возобновила выпуск продукции на заводе «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине после реконструкции и строительства линии по производству хлора и каустической соды.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Затраты предприятий нефтехимии сократились на 108 млн долл. США, или на 46,0%, в основном за счёт общего снижения объёмов производства, а также из-за временного закрытия нашего украинского завода «Карпатнефтехим Лтд.». 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 НПЗ Группы

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ включают затраты по транспортировке трубопроводным, железнодорожным и морским транспортом собственной нефти Группы до перерабатывающих мощностей для дальнейшей переработки.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Затраты по транспортировке нефти до НПЗ увеличились на 93 млн долл. США, или на 9,7%, что связано с ростом транспортных тарифов в России и укреплением рубля (см. раздел «Транспортные расходы» ниже). Кроме того, в 2010 г. мы значительно увеличили поставки нашей нефти на ТРН.

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 зарубежные НПЗ — ростом доли приобретённого сырья за рубежом. Стоимость приобретённого сырья обычно уже включает в себя транспортные расходы, кроме того, поставщик сырья обычно находится географически ближе к нашим заводам.

Затраты предприятий энергетики

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Затраты предприятий энергетики увеличились на 204 млн долл. США, или на 45,3%, в результате развития энергетического бизнеса Группы, а также в результате укрепления рубля.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Затраты предприятий энергетики увеличились на 190 млн долл. США, или на 73,1%. Появившись в мае 2008 г., наш энергетический сектор существенно расширился в 2009 г., что нашло своё отражение в росте соответствующих операционных расходов.

Прочие операционные расходы

Прочие операционные расходы включают в себя затраты добывающих и перерабатывающих предприятий Группы, не связанные с их основной деятельностью, затраты, связанные с реализацией транспортных услуг, оказанием услуг по добыче, затраты предприятий газопереработки а также стоимость прочих товаров и услуг, реализуемых производственными и сбытовыми компаниями Группы и расходы непрофильных предприятий Группы.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

По сравнению с 2009 г. прочие операционные расходы снизились на 63 млн долл. США, или на 4,5%, в основном в результате снижения объёма оказанных транспортных услуг за рубежом.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

В 2009 г. наши прочие операционные расходы снизились на 162 млн долл. США, или на 10,5%, по сравнению с 2008 г. В 2008 г. в состав прочих операционных расходов входили акцизы в сумме 116 млн долл. США, включенные в стоимость процессинга на сторонних

НПЗ, по сравнению с 54 млн долл. США в 2009 г. Кроме того, на снижение расходов в России повлияла девальвация рубля, а расходы за рубежом снизились в результате снижения объёмов оказанных транспортных услуг.

■ СТОИМОСТЬ ПРИОБРЕТЁННЫХ НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки включает стоимость нефти и нефтепродуктов, приобретённых для продажи или переработки, стоимость газа и мазута для предприятий сегмента электроэнергетики, а также финансовый результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки выросла в 2010 г. на 11 602 млн долл. США, или на 36,3%, в результате увеличения цен на нефть и нефтепродукты и роста объёмов закупок нефтепродуктов.

В 2010 г. расход по хеджированию составил 232 млн долл. США по сравнению с расходом в размере 781 млн долл. США в 2009 г.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки снизилась в 2009 г. на 5 874 млн долл. США, или на 15,5%, в результате снижения цен на нефть и нефтепродукты за рубежом. Однако снижение цен было частично компенсировано увеличением объёмов закупок в результате расширения торговых операций за пределами России, особенно в четвёртом квартале 2009 г.

В 2009 г. расход по хеджированию составил 781 млн долл. США по сравнению с доходом в размере 902 млн долл. США в 2008 г.

■ ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Транспортные расходы в 2010 г. увеличились на 778 млн долл. США, или на 16,1%. Это увеличение было связано с ростом рублёвых тарифов на трубопроводный и железнодорожный транспорт в России и усилено укреплением рубля.

Наши фактические средневзвешенные по объёму транспортные расходы по различным направлениям экспортных поставок нефти и нефтепродуктов изменились в 2010 г. по сравнению с 2009 г. следующим образом: тарифы на трубопроводную транспортировку нефти выросли на 23,3%; тарифы на железнодорожную перевозку нефтепродуктов увеличились на 21,1%; ставки морских перевозок нефти уменьшились на 7,8%, а нефтепродуктов — увеличились на 23,8%.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Транспортные расходы в 2009 г. снизились на 630 млн долл. США, или на 11,5%. 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 счёт девальвации рубля.

Наши фактические средневзвешенные по объёму 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.

■ 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 инфраструктуры; расходы, связанные с созданием резерва по сомнительным долгам, а также прочие расходы.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2010 г. на 252 млн долл. США, или на 7,6%, в основном за счёт влияния укрепления рубля на расходы в России, а также индексации заработной платы.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании снизились в 2009 г. на 554 млн долл. США, или на 14,4%. Основной причиной снижения расходов в России в этот период являлась девальвация рубля. Однако её эффект был частично компенсирован ростом расходов на создание резервов по сомнительным долгам и эффектом от изменения состава Группы.

■ ИЗНОС И АМОРТИЗАЦИЯ

В состав статьи «Износ и амортизация» входят износ нефтегазодобывающих активов, прочих активов производственного и непроизводственного назначения, амортизация нематериальных активов.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

По сравнению с 2009 г. расходы Компании, связанные с износом и амортизацией, увеличились на 217 млн долл. США, или на 5,5%.

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 счёт начала добычи на Южно-Хыльчуйском месторождении.

■ ЗАТРАТЫ НА РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

В 2010 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась на 118 млн долл. США, или на 54,1%. Затраты по списанию сухих скважин выросли на 108 млн долл. США, составив 225 млн долл. США.

В 2010 г. мы списали затраты по бурению скважин в Колумбии и Кот-д'Ивуаре в размере 112 млн долл. США и 68 млн долл. США соответственно. В России затраты на списание сухих скважин в 2010 г. составили 42 млн долл. США.

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%. Затраты по списанию сухих скважин снизились на 200 млн долл. США, составив 117 млн долл. США.

В 2009 г. мы списали на затраты стоимость бурения сухой скважины в Саудовской Аравии в сумме 56 млн долл. США. В этот период были списаны также расходы по сухой скважине, относящейся 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.

■ РАСХОДЫ ПО ПРОЦЕНТАМ

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Расходы по процентам выросли на 45 млн долл. США, что на 6,7% больше, чем в 2009 г. Этот рост в основном объясняется дисконтированием задолженности нашего НПЗ на Украине по НДС к возмещению, что было связано с реструктуризацией этой задолженности.

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).

■ 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 этих 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 нефтегазодобывающая компания «Тургай-Петролеум», ведущая свою деятельность в Казахстане, и нефтеперерабатывающие комплексы ИСАБ и ТРН.

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

В конце 2009 г. мы увеличили долю в ЛУКАРКО с 54 до 100%. Таким образом, доля Группы в нефтегазодобывающем совместном предприятии «Тенгизшевройл» в Казахстане увеличилась до 5%. В результате этого, доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, выросла в 2010 г. на 121 млн долл. США, или на 34,5%.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

В 2009 г. доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, снизилась на 24 млн долл. США, или на 6,4%.

■ ПРОЧИЕ ВНЕОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ

В состав прочих внеоперационных доходов в 2010 г. вошли доход в размере 438 млн долл. США, от урегулирования спора компании Группы с компанией группы «CNPC», связанный с компанией «Тургай-Петролеум», нашим совместным предприятием в Казахстане, и расход в размере 96 млн долл. США, по начислению резервов компаниями Группы по штрафам Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации (далее — ФАС России).

В результате этого прочие внеоперационные доходы в 2010 г. составили 125 млн долл. США по сравнению с расходами в размере 13 млн долл. США в 2009 г. и 244 млн долл. США в 2008 г.

■ НАЛОГИ (КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ)

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
В России			
Налог на добычу полезных ископаемых	7 795	5 399	12 267
Социальные налоги и отчисления	327	330	435
Налог на имущество	479	438	374
Прочие налоги и отчисления	93	92	180
Итого в России	8 694	6 259	13 256
За рубежом			
Налог на добычу полезных ископаемых	69	53	—
Социальные налоги и отчисления	102	69	77
Налог на имущество	39	32	31
Прочие налоги и отчисления	74	61	100
Итого за рубежом	284	215	208
Итого	8 978	6 474	13 464

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Налоги (кроме налога на прибыль) выросли в 2010 г. на 2 504 млн долл. США, или на 38,7%, в основном в результате увеличения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых в России, что объясняется ростом мировых цен на нефть.

Применение нулевой ставки для расчёта налога на добычу нефти в Тимано-Печоре и пониженной ставки налога на добычу на месторождениях с высокой степенью выработанности привело к снижению расходов по налогам в 2010 г. примерно на 1 313 млн долл. США по сравнению с примерно 961 млн долл. США в 2009 г. Нашим основным месторождением, по которому действовала нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых, являлось

Южно-Хыльчукское месторождение. Однако в начале декабря 2010 г. на этом месторождении был достигнут

накопленный объём добычи в 15 млн т, и начиная с этого момента мы платим налог на добычу полезных ископаемых на этом месторождении по полной ставке.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Налоги (кроме налога на прибыль) снизились в 2009 г. на 51,9%, или на 6 990 млн долл. США, 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 расчёта ставки налога с 1 января 2009 г. составил около 754 млн долл. США. Эффекты от применения нулевой ставки для расчёта 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.

■ 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.

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
В России			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	951	763	956
Экспортные пошлины на нефть	10 513	6 251	11 911
Экспортные пошлины на нефтепродукты	3 574	2 306	4 119
Итого в России	15 038	9 320	16 986
За рубежом			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	3 700	3 524	3 984
Экспортные пошлины на нефть	136	107	143
Экспортные пошлины на нефтепродукты	4	107	227
Итого за рубежом	3 840	3 738	4 354
Итого	18 878	13 058	21 340

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Несмотря на снижение объёмов экспорта нефти и нефтепродуктов, расходы по экспортным пошлинам увеличились на 5 456 млн долл. США, или на 62,2%, что объясняется ростом ставок в России в результате увеличения мировых цен на нефть. Рост расходов по акцизам в России был обусловлен укреплением рубля, ростом акцизных ставок и объёмов продаж.

В конце 2009 г. в России была установлена льготная ставка экспортной пошлины для нефти, добытой на некоторых месторождениях Восточной Сибири. Начиная с декабря 2010 г. Группа применяет льготную ставку по экспорту нефти, добытой на месторождении им. Ю. Корчагина, однако в связи с незначительными объёмами добычи нефти на этом месторождении в 2010 г. применение льготы не оказало значительного эффекта на результаты Группы.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

Несмотря на рост объёмов экспорта нефти и нефтепродуктов, экспортные пошлины снизились на 7 629 млн долл. США, или на 46,5%. 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 привели к увеличению расходов 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 объёмов реализации подакцизной продукции и акцизных ставок, на что наибольшее влияние оказали изменения обменных курсов национальных валют к доллару США.

■ ЧИСТЫЙ УБЫТОК ОТ ВЫБЫТИЯ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ АКТИВОВ

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

Убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2010 г. составил 363 млн долл. США по сравнению с 381 млн долл. США в 2009 г.

По результатам теста на обесценение, проведённого в декабре в 2010 г., мы признали убыток от обесценения некоторых добывающих активов в Тимано-Печоре, Западной Сибири и на Центрально-Европейском регионе России в размере 163 млн долл. США. Убыток

от списания определенных сбытовых активов в Европе составил 29 млн долл. США. Также мы списали на расходы деловую репутацию по дочернему сбытовому обществу в Турции в сумме 114 млн долл. США в связи с изменениями рыночных условий, вызванными частично изменениями в законодательстве.

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, проведённого Компанией в декабре 2009 г., мы признали убыток от обесценения некоторых добывающих 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 месторождении 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.

■ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

СРАВНЕНИЕ 2010 И 2009 ГГ.

По сравнению с 2009 г. общий объём расходов Компании по налогу на прибыль увеличился на 357 млн долл. США, или на 17,9%. Прибыль до уплаты налогов выросла на 2 407 млн долл. США, или на 26,6%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2010 г. составила 20,5% по сравнению с 22,0% в 2009 г., в то время как установленная максимальная ставка в Российской Федерации равна 20%.

СРАВНЕНИЕ 2009 И 2008 ГГ.

По сравнению с 2008 г. общий объём 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.).

■ СВЕРКА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ И ПРИБЫЛИ ДО ВЫЧЕТА ПРОЦЕНТОВ, НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ, ИЗНОСА И АМОРТИЗАЦИИ (EBITDA)

В состав акцизов и экспортных пошлин, уплачиваемых Компанией, входят налоги на продажу нефтепродуктов, а также пошлины на экспорт нефти и нефтепродуктов.

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	9 006	7 011	9 144
Увеличивается (уменьшается) на:			
налог на прибыль	2 351	1 994	3 467
износ и амортизацию	4 154	3 937	2 958
расходы по процентам	712	667	391
доходы по процентам и дивидендам	(174)	(134)	(163)
EBITDA	16 049	13 475	15 797

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (EBITDA) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет инвесторам полезную информацию, поскольку является индикатором эффективности нашей деятельности, включая нашу способность финансировать капитальные затраты, приобретения компаний и другие инвестиции, а также нашу способность привлекать и обслуживать кредиты и займы. Хотя в соответствии с ОПБУ США износ и амортизация относятся к операционным затратам, в первую очередь это расходы, которые имеют неденежную форму и представляют собой текущую

часть затрат, относящихся к долгосрочным активам, приобретённым или созданным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств EBITDA 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. EBITDA не отражает необходимости в замещении наших основных средств.

■ АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности	13 541	8 883	14 312
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(7 296)	(8 551)	(13 559)
Денежные средства, (использованные в) полученные от финансовой деятельности	(6 146)	(285)	763

■ ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основным источником денежных средств Компании являются средства, полученные от основной деятельности. Их объём в 2010 г. составил 13 541 млн долл. США, что на 52,4% больше, чем в 2009 г., в основном, благодаря росту чистой выручки. При этом в 2010 г. негативное влияние на денежный поток от основной деятельности оказало увеличение рабочего капитала на 826 млн долл. США по сравнению с 1 января 2010 г. Однако это увеличение было относительно небольшим по сравнению с 2009 г., когда рабочий капитал вырос на 2 483 млн долл. США.

Основными причинами увеличения рабочего капитала стали:

- рост запасов на 813 млн долл. США;
- чистое увеличение торговой дебиторской и кредиторской задолженности на 783 млн долл. США;
- чистое увеличение прочих активов и обязательств на 134 млн долл. США.

В то же время отрицательный эффект от перечисленных выше факторов был частично нивелирован в результате чистого снижения дебиторской задолженности по НДС на сумму 830 млн долл. США и чистого уменьшения прочих активов и обязательств по налогам на сумму 74 млн долл. США.

■ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Снижение суммы денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, объясняется снижением платежей по приобретениям на 1 541 млн долл. США. Капитальные затраты, включая неденежные операции, выросли в 2010 г. на 310 млн долл. США, или на 4,7%, по сравнению с 2009 г.

В 2010 г. мы осуществили второй платёж в сумме 800 млн долл. США в рамках приобретения ЛУКАРКО и сделали вклад в размере 122 млн долл. США в уставный капитал «Национального нефтяного консорциума» — совместного предприятия пяти крупнейших нефтяных компаний России, ведущего геологоразведку в Венесуэле.

В 2009 г. мы заплатили оставшиеся 1 066 млн долл. США за приобретение 49%-й доли в ИСАБ, примерно 600 млн долл. США в рамках приобретения 45%-й доли в ТРН, а также погасили задолженность в размере 150 млн долл. США в рамках приобретения компании «Акпет». Другие платежи относились к авансам по приобретению сбытовых активов в России.

■ ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В 2010 г. приток денежных средств, связанный с изменением задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составил 35 млн долл. США по сравнению с притоком денежных средств в сумме 1 489 млн долл. США в 2009 г.

В декабре 2010 г. ЛУКОЙЛ завершил выпуск несубординированных необеспеченных конвертируемых облигаций под 2,625% на 1,5 млрд долл. США со сроком погашения в июне 2015 г. Облигации могут быть конвертированы в обращающиеся на Лондонской фондовой бирже АДР ОАО «ЛУКОЙЛ», каждая из которых представляет одну обыкновенную акцию Компании. Выпуск облигаций был осуществлен компанией Группы по цене, составляющей 100% от их основной суммы, с ценой конвертации, установленной в размере 73,7087 долл. США за АДР Компании. Держатели облигаций смогут конвертировать их в АДР ОАО «ЛУКОЙЛ» в любое время в течение периода, начинающегося по истечении 40 дней с даты выпуска и заканчивающегося за шесть торговых дней, предшествующих дате окончательного

погашения. Эмитент будет иметь право выкупить облигации в любое время после 31 декабря 2013 г.

В ноябре 2010 г. Группа завершила размещение евро-облигаций под 6,125% на 1,0 млрд долл. США со сроком погашения в 2020 г. Они были выпущены одновременно двумя траншами в рамках одного выпуска. Облигации на 800 млн долл. США были выпущены по цене, равной 99,081% от их номинальной стоимости, их доходность к погашению составила 6,25%. Облигации на 200 млн долл. США были выпущены по цене, равной 102,44% от их номинальной стоимости, их доходность к погашению составила 5,80%.

В рамках опциона по выкупу акций у дочерней компании КонокоФиллипс в сентябре 2010 г. компания Группы приобрела серии облигации, выпущенных банком «ЮниКредит Банк АГ», с правом обмена на 17,5 млн АДР Компании приблизительно за 980 млн долл. США.

В августе 2010 г. компания Группы привлекла необеспеченный клубный кредит от группы банков-кредиторов в размере 1,5 млрд долл. США сроком на один год. В ноябре мы произвели частичное досрочное погашение этого кредита на сумму 1,0 млрд долл. США.

В августе 2010 г. в рамках опциона по выкупу собственных акций мы приобрели приблизительно 7,599% наших акций по цене 53,25 долл. США за акцию на общую сумму около 3,44 млрд долл. США у дочерней компании КонокоФиллипс.

В июне 2009 г. мы разместили на ММВБ три серии биржевых облигаций на общую сумму 15 млрд руб. Ставка купона по каждой серии составила 13,5%.

Срок обращения облигаций составлял 364 дня. Эти облигации были погашены в июне 2010 г.

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 в 2009 г.

■ КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ КОМПАНИИ

Агентство Standard & Poor's в ноябре 2010 г. подтвердило долгосрочный корпоративный кредитный рейтинг и рейтинг по обязательствам Компании на уровне «BBB-», прогноз — «стабильный».

В октябре 2010 г. агентство Moody's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг Компании и долгосрочный рейтинг эмитента на уровне «Baa2», прогноз — «стабильный».

В феврале 2011 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 — «стабильный».

С тех пор наши кредитные рейтинги не претерпели изменений.

■ АНАЛИЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Капитальные затраты¹			
Разведка и добыча			
Россия	3 936	3 916	6 813
За рубежом	997	771	1 076
Итого разведка и добыча	4 933	4 687	7 889
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	945	808	1 346
За рубежом	375	508	721
Итого переработка, торговля и сбыт	1 320	1 316	2 067
Нефтехимия			
Россия	27	13	23
За рубежом	49	100	98
Итого нефтехимия	76	113	121
Энергетика	420	283	364
Прочие	95	135	148
Итого капитальных затрат	6 844	6 534	10 589
Приобретение компаний и миноритарных долей²			
Разведка и добыча			
Россия	–	–	4
За рубежом	922	300	357
Итого разведка и добыча	922	300	361
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	7	212	636
За рубежом	3	2 069 ³	1 397
Итого переработка, торговля и сбыт	10	2 281	2 033
Энергетика	–	10	3 191 ⁴
Прочие	–	1	3
За минусом приобретённых денежных средств	–	(19)	(190)
Итого приобретений	932	2 573	5 398

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 2010 г. увеличились на 310 млн долл. США, или на 4,7%, по сравнению с 2009 г. Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 246 млн долл. США, или на 5,2%. Капитальные затраты в 2010 г. включают в себя также выплату подписного бонуса за участие в проекте Западная Курна-2 в Ираке в размере 112 млн долл. США. В апреле 2010 г. на месторождении

Ю. Корчагина была начата добыча нефти. Максимальный уровень добычи на этом месторождении может достигать 2,5 млн т нефти и газового конденсата и 1,0 млрд куб. м газа в год.

Капитальные затраты в сегменте энергетики связаны с выполнением инвестиционной программы предприятий этого сегмента.

В приведённой ниже таблице раскрыты объёмы капитальных затрат на разведку и добычу в новых перспективных регионах.

	2010	2009	2008
	(млн долл. США)		
Север Тимано-Печорского региона	285	385	1 878
Ямал	162	131	161
Каспий ¹	370	532	420
Гана	87	73	34
Кот-д'Ивуар	92	31	11
Ирак	172	–	–
Итого	1 168	1 152	2 504

¹ Российские и международные проекты.

ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ЗАБАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО КАПИТАЛЬНЫМ ВЛОЖЕНИЯМ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА КОМПАНИИ

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить определённые обязательства. Среди них работы по разведке залежей нефти и газа, бурению скважин, обустройству месторождений и т.п., а также достичь определённого 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 720 млн долл. США в течение последующих 27 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с ООО «Буровая компания «Евразия» на 2010-2012 гг., по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объём таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2011 г. оценивается Группой в сумме около 1 139 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределённый срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объём таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер связанных с капитальным строительством обязательств по данному соглашению в 2011 г. оценивается Группой в сумме около 349 млн долл. США.

Группа имеет обязательство по выполнению инвестиционной программы в энергетическом сегменте, по условиям которой должны быть построены электростанции суммарной мощностью 890 МВт. В настоящее время Группа согласует определённые изменения в инвестиционной программе, включая её продление до конца 2013 г. По состоянию на 31 декабря 2010 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 660 млн долл. США.

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

(млн долл. США)	Итого	2011	2012	2013	2014	2015	После
Балансовые обязательства							
Краткосрочная задолженность по займам и кредитам	794	794	–	–	–	–	–
Долгосрочные банковские займы и кредиты	2 071	954	337	378	129	119	154
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	1 693	53	51	50	24	21	1 494
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	896	–	–	–	896	–	–
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 388	–	–	–	–	1 388	–
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 6,125% и сроком погашения в 2020 г.	998	–	–	–	–	–	998
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,656% и сроком погашения в 2022 г.	500	–	–	–	–	–	500
7,10%-е рублёвые облигации со сроком погашения в 2011 г.	262	262	–	–	–	–	–
13,35%-е рублёвые облигации со сроком погашения в 2012 г.	820	–	820	–	–	–	–
9,20%-е рублёвые облигации со сроком погашения в 2012 г.	328	–	328	–	–	–	–
7,40%-е рублёвые облигации со сроком погашения в 2013 г.	197	–	–	197	–	–	–
Обязательства по аренде	152	62	20	20	20	20	10
ИТОГО	11 194	2 125	1 556	645	1 069	1 548	4 251
Обязательства по операционной аренде	846	220	168	130	110	100	118
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	720	662	20	2	2	2	32
Обязательства по капитальным вложениям сегмента энергетики	660	345	169	146	–	–	–
Обязательства по контракту с ООО «Буровая компания «Евразия»	1 139	1 139	–	–	–	–	–
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	349	349	–	–	–	–	–

■ СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

27 ноября 2001 г. «Архангел Даймонд Корпорэйшн» (далее — АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолдобыча» (далее — АГД), компании Группы, и Компании (далее — Ответчики). АДК заявляет, что Ответчики вмешались в процесс передачи лицензии на разведку алмазного месторождения компании «Алмазный берег», совместному предприятию АДК и АГД. Полная сумма иска АДК составляет примерно 4,8 млрд долл. США, включая возмещение ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и штрафные санкции в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд вынес решение об отказе в рассмотрении дела по иску в связи с отсутствием персональной юрисдикции. Это решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решение суда нижестоящей инстанции об отсутствии специальной юрисдикции в отношении Ответчиков. В силу этого решения АГД (владелец лицензии на разведку алмазного месторождения) было исключено из числа ответчиков по иску. Однако Верховный суд признал, что суд первой инстанции совершил ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции, которая может быть установлена по факту наличия у Компании систематических и продолжительных контактов в штате Колорадо на момент подачи иска. В соответствии с пересмотренным решением от 19 декабря 2005 г. Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо (а не в Окружной суд) для рассмотрения вопроса о том, не следовало ли суду отклонить иск по другим основаниям (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). 29 июня 2006 г. Апелляционный суд штата Колорадо отказал в отклонении иска на основании неудобного места рассмотрения дела. 28 августа 2006 г. Компания подала ходатайство об истребовании дела из производства нижестоящего суда вышестоящим судом, в котором она просит Верховный суд штата Колорадо пересмотреть это решение. 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 суде штата 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 являлись незаконченными и по ним необходимо решение Суда. 7 июля 2010 г. Окружной суд отклонил ходатайство АДК об отзыве упоминания и вернул дело на рассмотрение в Суд по Банкротствам для принятия решения по ходатайству Компании о переносе слушания и воздержании от рассмотрения дела до его возвращения в Суд штата Колорадо. 28 октября 2010 г. Суд по Банкротствам удовлетворил ходатайство Компании о возвращении дела в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, где оно в настоящий момент находится в процессе рассмотрения. Ожидается, что АДК проведет слушания по вопросу общей юрисдикции вскоре после того, как пройдут слушания 18 марта 2011 г. Руководство намеревается оспаривать юрисдикцию и отрицает все существенные заявления, сделанные против Компании. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

По состоянию на дату, когда финансовая отчетность была готова к публикации, против ряда организаций Группы в России и за рубежом рассматривалось 76 дел о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках нефтепродуктов.

В 2008 и 2009 гг. ФАС России были рассмотрены два дела, в рамках которых вынесены решения о признании крупнейших российских нефтяных компаний, включая Компанию и входящие с ней в одну группу лиц нефтеперерабатывающие заводы Группы (далее — НПЗ Группы), нарушившими антимонопольное законодательство в части злоупотребления доминирующим положением на оптовом рынке нефтепродуктов России.

По первому делу НПЗ Группы оспорили решение ФАС России в Арбитражном суде г. Москвы. Иски НПЗ Группы были объединены в одно производство. Кроме того, НПЗ Группы подали иски об отмене наложенных ФАС России административных штрафов в суды по месту своего нахождения. В связи с отказом НПЗ Группы от заявленных требований, объединенное дело было прекращено 13 декабря 2010 г. По тем же основаниям были прекращены судебные разбирательства по искам НПЗ Группы об отмене административных штрафов. НПЗ Группы подали ходатайства в ФАС России о предоставлении рассрочки по уплате штрафов, часть из которых на момент подготовки финансовой отчетности к публикации была удовлетворена и рассрочка предоставлена, остальные ходатайства находились в стадии рассмотрения.

По второму делу НПЗ Группы подали иски по месту своего нахождения об отмене решения ФАС России и наложенных административных штрафов. В связи с подписанием соглашений между ФАС России и ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» суммы штрафных санкций были существенно снижены, производство по этим делам в судах завершено. Достигнута договоренность о подписании аналогичного соглашения с ООО «ЛУКОЙЛ-УНП». В настоящий момент производство по данному делу приостановлено. ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» произвело оплату штрафа. ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» ФАС России предоставил рассрочку уплаты штрафных санкций. После возобновления дела ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» планирует обратиться в ФАС России с ходатайством о предоставлении рассрочки.

Общая сумма административных штрафов, предъявленных организациям Группы в настоящее время и оцениваемых как возможные и наиболее вероятные, составляет 106 млн долл. США, из которых на сумму 96 млн долл. США начислен резерв в консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря 2010 г. как наиболее вероятный к взысканию. Расходы были включены в статью «Прочие внеоперационные расходы» консолидированного отчета о прибылях и убытках.

9 февраля 2011 г. ФАС России возбуждено новое дело в отношении трех крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе Компании, по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением на рынке сбыта нефтепродуктов. Вместе с тем, содержание конкретных обвинений, выдвинутых против

Компании, будет известно после начала рассмотрения дела. До даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации, определение о дате рассмотрения дела в Компанию не поступало.

В марте 2010 г. начало действовать соглашение о приобретении этанола, подписанное компанией Группы «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» и компанией «Бионол Клеарфилд ЛЛС». Срок соглашения составлял 5 лет. 1 июня 2010 г. «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» подала Требование об арбитраже о внесении изменений в договор о приобретении этанола и компенсации убытков. 18 июня 2010 г. компания «Бионол Клеарфилд ЛЛС» подала встречный иск в третейский суд Американской арбитражной ассоциации с местом проведения разбирательства в городе Бостон об исполнении договора о приобретении этанола или выплаты компенсации. Сумма иска компании «Бионол Клеарфилд ЛЛС» составляет 250 млн долл. США. Стороны согласовали график судебных заседаний и представления документов. Слушания начались 16 февраля 2011 г. В настоящее время не представляется возможным определить, какие решения по вопросам, вынесенным на рассмотрение Арбитражного суда, являются маловероятными, а какие вероятными и возможными. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в споры с Республикой Казахстан по вопросу возмещения затрат. Доля Группы в общей сумме предъявленного иска составляет около 244 млн долл. США. Руководство считает, что практически вся сумма оспариваемых расходов является возмещаемой в соответствии с Окончательным Соглашением о Разделе Продукции и, что конечный результат споров 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 УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

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

■ ПРИОБРЕТЕНИЕ КОМПАНИЙ

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ ПРИОБРЕТЕНИЙ

Учёт приобретения компаний предполагает распределение стоимости приобретения по различным статьям активов и обязательств приобретённой 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 приобретённых 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 отчётность включены данные о финансовом положении и результатах деятельности Компании, а также её 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 принадлежат 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 УЧЁТА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

Учёт в нефтегазодобывающей отрасли ведётся в соответствии с правилами учёта, 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 на 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 неопределённости и ограниченности, присущих геологическим данным о запасах, оценке запасов свойственна неточность, а при её 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 расчётные объёмы запасов нефти и газа, включая природный газ и газовый конденсат, которые, по данным геологических и инженерных исследований, с достаточной долей вероятности будут извлечены из определённых 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 объёмы 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 объёмы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи.

Руководство включило в состав доказанных запасов существенные объёмы, которые Группа собирается 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 приобретённые 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 учётной 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 разницами между учётной стоимостью активов и обязательств для целей консолидированной финансовой отчётности и их соответствующими базами для целей налогообложения. Они признаются также и в отношении убытка от основной деятельности в целях налогообложения и сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет. Величина активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль определяется исходя из законодательно установленных ставок налогов, которые предположительно будут применяться к налогооблагаемому доходу на протяжении тех периодов, в течение которых предполагается восстановить эти временные разницы, возместить стоимость активов и погасить обязательства. Изменения величины активов и обязательств по отложенному налогу на прибыль,

обусловленные изменением налоговых ставок, отражаются в консолидированном отчёте 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 отчётных периодов, в которых возникающие затраты уменьшат налогооблагаемую базу. В своей оценке руководство исходит из анализа степени вероятности реализации этого актива с учётом планируемого погашения обязательств по отложенному налогу на прибыль, прогноза относительно размера будущей налогооблагаемой прибыли и мероприятий по налоговому планированию.

Позиция по фактам неопределённости при расчёте налога на прибыль признается только в случае, если эта позиция более вероятно, чем нет, пройдет тест, основанный на её технических показателях. Признанная налоговая позиция отражается в наибольшей сумме, вероятность реализации которой выше 50%. Изменения в признании или определении величины отражаются в том отчётном периоде, в котором произошло изменение суждения. Компания отражает штрафы и пени, относящиеся к налогу на прибыль, в расходах по налогу на прибыль в консолидированных отчётах о прибылях и убытках.

■ 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 отчётности могут существовать определённые 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 отчёте 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 отчётности 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 отчёте о прибылях и убытках в том случае, когда это подтверждают обстоятельства.

■ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДНЫХ ФИНАНСОВЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Использование Группой производных финансовых инструментов ограничено участием в определённых 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 отчётном периоде.

Реализованные и нереализованные прибыли или убытки, полученные в результате этой переоценки, отражаются свернуто в консолидированном отчёте о прибылях и убытках. Нереализованные прибыли и убытки отражаются как актив или обязательство в консолидированном балансе.

■ ИЗМЕНЕНИЯ В СТАНДАРТАХ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В декабре 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (далее — ОСУ) № 2010-29 «Раскрытие дополнительной информации о приобретениях новых компаний». Данное ОСУ требует раскрывать дополнительную информацию, если приобретение новой компании произошло в начале предыдущего отчетного года, для целей расчета дополнительной финансовой информации за текущий и предшествующий отчетные периоды. ОСУ также требует сопровождать раскрытие информации описанием суммы и природы материальных неповторяющихся поправок. ОСУ № 2010-29 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-29 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на объёмы раскрытия информации о результатах деятельности, финансовом положении и денежных потоках Группы.

В декабре 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-28 «Когда выполнять шаг №2 теста на обесценение деловой репутации сегмента деятельности с учетной стоимостью равной нулю или отрицательной учетной стоимостью». Данное ОСУ корректирует шаг №1 теста на обесценение деловой репутации сегмента деятельности с учетной стоимостью равной нулю или отрицательной учетной стоимостью. В результате ОСУ № 2010-28 исключает возможность для организации утверждать, что сегмент деятельности не должен выполнять шаг №2 потому что его учетная стоимость равна нулю или отрицательная, несмотря на наличие качественных факторов, указывающих на то что деловая репутация скорее обесценена, чем нет. Вследствие этого обесценение деловой репутации будет отражаться раньше, чем согласно текущему порядку отражения. ОСУ № 2010-28 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-28 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июле 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-20 «Раскрытие информации о надежности финансовой дебиторской задолженности и резерве на возможные потери по займам», которое дополняет Кодификацию учетных стандартов (далее — КУС) № 310 «Дебиторская задолженность». Данное ОСУ обеспечивает пользователей финансовой отчетности более детальной информацией по резервам, начисленным на возможные потери по займам, и степени надежности финансовой дебиторской задолженности, а также обязывает компании делать раскрытия, позволяющие пользователям финансовой отчетности оценивать: 1) природу кредитного риска, присущую портфелю финансовой дебиторской задолженности компании; 2) то, каким образом данный риск анализируется и оценивается при создании резерва на возможные потери по займам; 3) изменения и причины изменений резерва на возможные потери по займу. ОСУ № 2010-20 должно применяться Группой для отчетных периодов, закончившихся после 15 декабря 2010 г. Группа применяет требования ОСУ № 2010-20 начиная с финансовой отчетности за 2010 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

В январе 2010 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2010-06 «Улучшение

раскрытия информации об оценке справедливой стоимости», которое требует от компаний готовить новые раскрытия в отношении периодически повторяемых или проводимых на разовой основе оценок справедливой стоимости, в том числе в отношении существенных переводов по Категориям 1 и 2. Необходимо также развернуто (т.е. без взаимозачета активов и обязательств) раскрывать информацию в отношении приобретений, продаж, выпуска и погашения активов и обязательств, относящихся к Категории 3.

Данное ОСУ также уточняет существующий порядок раскрытия оценки справедливой стоимости в отношении уровня детализации, используемых исходных данных и методов определения стоимости. ОСУ № 2010-06 применяется для промежуточных и годовых отчетных периодов, начавшихся после 15 декабря 2009 г., за исключением детализированных отчетов по Категории 3 (применяется для годовых отчетных периодов, начавшихся после 15 декабря 2010 г., а также для промежуточных отчетных периодов, относящихся к этим годовым отчетным периодам). Группа применяет ОСУ № 2010-06 начиная с промежуточной финансовой отчетности за первый квартал 2010 г. (за исключением детализированных отчетов по Категории 3). Применение ОСУ № 2010-06 не оказало существенного влияния на результаты ее деятельности, финансовое положение и денежные потоки.

■ 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 её изменений
- влияние конкуренции в регионах и сферах деятельности Компании
- влияние изменений в законодательных и иных нормативных актах, правилах налогообложения, стандартах и порядке бухгалтерского учёта
- 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

Приведённый список существенных обстоятельств не является исчерпывающим. При использовании прогнозных заявлений необходимо тщательно учитывать все вышеприведённые обстоятельства, иные события, а также элементы неопределённости, 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 учётом 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.

СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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

На сайте вы сможете ознакомиться также с основными направлениями и результатами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», получить оперативную и актуальную информацию о событиях, связанных с Компанией, обо всех аспектах ее деятельности, узнать о ее социальной политике и политике по защите окружающей среды.

В разделе «Центр инвестора и акционера» представлены финансовые и производственные результаты деятельности Компании, история дивидендных выплат, котировки акций, калькулятор инвестора, презентации инвестиционному сообществу и отчеты Компании.

Юридический адрес и центральный офис

101000, Российская Федерация,
г. Москва, Сретенский бульвар, 11

Центральная справочная служба

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

Отдел по работе с акционерами

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

Отдел отношений с инвесторами

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

Пресс-служба

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

Фондово-консультационный центр ОАО «ЛУКОЙЛ»

101000, Российская Федерация
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»

121108, Российская Федерация,
г. Москва, ул. Ивано Франко, д. 8
Телефон/факс для физических лиц: + 7 (495) 926-81-73
Телефон/факс для юридических лиц: + 7 (495) 926-81-61

Опубликованные отчеты

На сайте Компании представлены электронные версии следующих отчетов:

1. Отчет о деятельности Компании.
2. Консолидированная финансовая отчетность.
3. Ежеквартальная консолидированная финансовая отчетность.
4. Анализ руководством Компании финансового состояния и результатов деятельности.
5. Справочник аналитика.
6. Основные факты.

Понятия и определения, используемые в документе

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

При пересчете из рублей в доллары США, если не указано иное, использовался средний обменный курс за 2010 год (30,37 руб./долл.).

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

Проценты изменения результатов операционной деятельности за 2010 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)



www.lukoil.ru