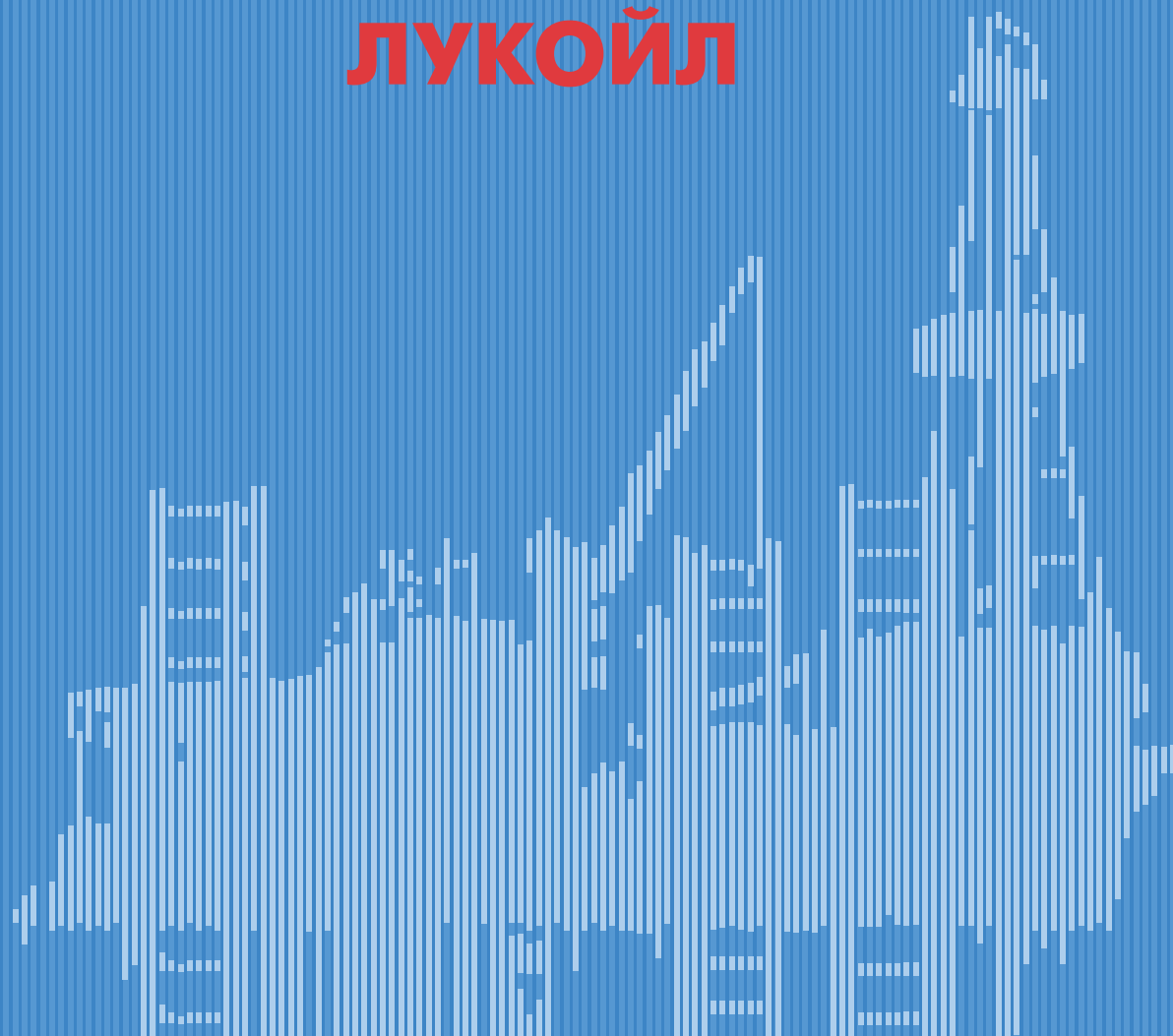


ЛУКОЙЛ



2011

ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ





Отчет о деятельности 2011

Обращение к акционерам	4
ЛУКОЙЛ на карте мира	8
Основные производственные и финансовые показатели	10
События 2011 года	11
1. РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА	16
Лицензирование	21
Запасы нефти и газа	22
Геолого-разведочные работы	25
Разработка месторождений и добыча нефти	33
Стабилизация добычи в Западной Сибири. Опыт Предуралья	38
Разработка месторождений и добыча газа	48
2. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ	52
Нефтепереработка	55
Производство масел	59
Газопереработка	62
Нефтехимия	64
3. ЭНЕРГЕТИКА	66
4. ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ	72
Реализация нефти	73
Реализация газа	75
Газовый баланс	76
Сбыт нефтепродуктов	77
Товарный баланс дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» (2011)	82

5. ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ	84
Технологии в сфере геологоразведки и добычи	86
Технологии в сфере нефтепереработки	90
Информационные технологии	91
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	92
Охрана окружающей среды	93
Промышленная безопасность и охрана труда	96
Персонал и социальные программы	97
Спонсорская и благотворительная деятельность	100
7. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ	110
Управление Компанией	111
Совет директоров и Правление	112
Комитеты Совета директоров	121
Состав Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»	123
Изменения в составе Группы	133
Управление финансовой деятельностью	133
Внутренний контроль и внутренний аудит	134
Информационная открытость	136
Ценные бумаги Компании	137
Дивиденды	140
Финансовая отчетность Компании	141
Анализ руководством компании финансового состояния и результатов деятельности	193
Справочная информация	238

Обращение к акционерам

Уважаемые акционеры!

Юбилейный 2011 год стал знаковым годом для ОАО «ЛУКОЙЛ». Компания вступила в третье десятилетие своего развития. В сентябре 2011 года **ЛУКОЙЛ добыл 1,5-миллиардную тонну нефти с момента создания Компании двадцать лет назад**. Для нас это не просто цифры. Это огромный труд нескольких поколений нефтяников.

В 2011 году нам удалось добиться рекордных финансовых результатов по ряду показателей. Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» достигла 10 357 млн долл., чистая прибыль на акцию увеличилась на 21,4% и составила 13,3 долл. В 2011 году мы достигли рекордного показателя свободного денежного потока – 7 240 млн долл. Доходность на вложенный капитал – 14%. Чистый долг Компании в 2011 году сократился на 28%, или на 2,5 млрд долл. Компания обладает наиболее стабильным финансовым положением среди конкурентов в российской нефтегазовой отрасли.

Одной из наших основных задач является рост доходов акционеров. В 2011 году Компания в очередной раз увеличила сумму выплаченных дивидендов – на 13%. Совет директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» принял решение рекомендовать Общему собранию акционеров выплатить дивиденды по итогам 2011 года в размере 75 рублей на акцию. Таким образом, дивидендная доходность за 2011 год может составить 4,2%.

Прошлый год стал для нас периодом переосмысления вектора нашего движения и определения направлений дальнейшего развития. Многие месторождения ОАО «ЛУКОЙЛ» находятся на поздней стадии добычи. И как результат – впервые за последние 10 лет работы Группы произошло снижение добычи углеводородов на 4,4%.

В ответ на это в 2011 году **мы разработали новую стратегическую программу на 2012–2021 годы**. Согласно программе главной задачей Компании на этот период становится достижение динамики устойчивого роста добычи. Среднегодовой темп роста добычи углеводородов за 10 лет ожидается на уровне не менее 3,5%. Основной прирост добычи ожидается по перспективным проектам Группы в Ираке, Центральной Азии, на Каспии, в Ямало-Ненецком автономном округе. Продолжится рост добычи и в традиционных регионах за счет еще большего вовлечения запасов в разработку.

Новая программа ставит своей основной задачей качественное увеличение доходов акционеров. Можно сказать, что грядущее десятилетие ознаменуется существенным перераспределением стоимости, создаваемой Компанией, в пользу акционеров. В текущем десятилетии доходы акционеров кратно увеличатся.

Чтобы выйти на показатели, определенные в программе, нам необходимо кардинально повысить эффективность работы. Проблема не только



Грайфер Валерий Исаакович

Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»



Алекперов Вагит Юсуфович

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

во внешних факторах – старении месторождений, отсутствии крупных новых залежей, законодательных барьерах при получении лицензий. Это все элементы экстенсивного пути развития – движения вширь. Мы будем активно работать и в этом направлении – приобретать, входить в новые проекты, работать вместе с государством над отменой ограничений на разработку крупных месторождений, шельфа. Но ресурсы этого развития так же исчерпаемы, как и природные.

Для нас наступает критически важный момент: **Компания должна сосредоточить усилия на интенсивном пути развития.** В первую очередь, это более активное использование новых технологий. На протяжении всей своей деятельности ЛУКОЙЛ тратит значительные средства на развитие технологической базы и уже достиг больших успехов в этом направлении.

Достигнутый технологический уровень Компании позволяет ей работать в самых суровых условиях – и в Заполярье, и на огромных морских и океанских глубинах. Мы самостоятельно реализовали морские проекты на Балтике, в Баренцевом море, на Каспии, в Гане, Кот-д'Ивуаре. Сегодня у группы «ЛУКОЙЛ» в связи с законодательными ограничениями нет возможности применить свои уникальные возможности, свой технологический и финансовый потенциал в РФ. Тем не менее, мы надеемся, что в ближайшее время **ЛУКОЙЛ как российская национальная частная компа-**

ния получит равные права с государственными компаниями при разработке ресурсов нефти и газа на территории страны, в том числе и на шельфе.

Однако интенсивный путь развития – это не только использование технологий. Подходы к управлению бизнес-процессами, работе с подрядчиками и поставщиками, к энергоэффективности и экономии расходных материалов, к снижению производственных и непроизводственных затрат – все это нуждается в непрерывной оптимизации.

Что касается **инвестиционной деятельности**, самые крупные расходы намечены программой на ближайшие три – пять лет. Они необходимы для ввода в разработку крупных перспективных проектов Компании. В частности, начнется реализация проектов в Ираке (Западная Курна-2), на Каспии (месторождение им. В. Филановского), в Западной Сибири (Пякяхинское месторождение), в Узбекистане (Кандымская группа месторождений) и ряде других регионов. Таким образом, будет создана база устойчивого роста добычи в предстоящем десятилетии.

В **бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча»** был достигнут существенный прогресс в подготовке к вводу в разработку ряда новых месторождений Компании, что позволило перевести 170 млн барр. н. э. из условных ресурсов в доказанные запасы. Компенсация добычи нефти приростом доказанных запасов в 2011 году превысила 100%.

По объемам доказанных запасов углеводородов ЛУКОЙЛ продолжает оставаться одним из лидеров среди российских и международных компаний.

В 2011 году добыча углеводородов составила 781 млн барр. н. э., что на 4,4% меньше, чем годом ранее. Уже в 2012 году планируется стабилизация добычи Компании, в том числе в основном регионе нашей деятельности – Западной Сибири, а после 2013 года возобновится рост добычи углеводородов. Сегодня ЛУКОЙЛ имеет для этого все необходимое – ряд крупных перспективных проектов, уникальный опыт работы в различных климатических зонах, точные геолого-гидродинамические модели практически на всех наших месторождениях.

В отчетном году ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО АНК «Башнефть» создали совместное предприятие по разработке месторождений им. Р. Требса и А. Титова в Тимано-Печоре, которые органично вписываются в инфраструктуру, построенную Компанией в регионе. Такая синергия дает возможность нам и нашим партнерам экономически эффективно осваивать эти крупные месторождения.

ЛУКОЙЛ продолжает активное развитие **бизнес-сегмента «Переработка и сбыт»**, концентрируя свои усилия на росте операционной эффективности, увеличении глубины нефтепереработки и степени конверсии. Объем переработки нефтяного сырья на заводах Компании за 2011 год составил 1 073 тыс. барр./сут. По сравнению с 2010 годом общий объем переработки был снижен на 3,1% в связи с плановым простоем Одесского НПЗ и снижением загрузки НПЗ в Болгарии и Румынии. Это было связано также с оперативным планированием в целях минимизации операционного убытка.

В 2011 году в России наблюдался колоссальный рост потребления бензина в результате роста автопарка. Для борьбы с дефицитом топлива Правительство предприняло ряд мер, в том числе ввело систему «60-66», которая унифицирует ставки пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 66% от пошлины на нефть. При этом сохраняется повышенный уровень пошлины на экспорт бензина – 90% от пошлины на нефть. Эта система стимулирует углубление

нефтепереработки, которое осуществлялось нами на протяжении многих лет, и мы продолжим реализовывать его в будущем. В течение десятилетия Компания планирует сократить объемы производства темных нефтепродуктов на российских НПЗ более чем в 2,5 раза. К 2021 году реализация проектов модернизации позволит увеличить выпуск автобензина на российских НПЗ почти в 1,5 раза. Глубина переработки на российских НПЗ достигнет почти 95%.

В 2011 году было положено начало строительству первой очереди газоперерабатывающего завода – составной части газохимического комплекса, который будет построен на промышленной площадке ООО «Ставролен». Новый газохимический комплекс во многом позволит выполнить задачи, связанные с максимальной утилизацией попутного нефтяного газа, создаст тысячи рабочих мест и приведет к росту экономики всего региона.

В отчетном году большое внимание было уделено развитию **бизнес-сектора «Электроэнергетика»**. Были введены новые генерирующие мощности на базе высокотехнологичного оборудования. Кроме того, **Группа приступила к реализации проектов альтернативной энергетики**. В планах Компании строительство и эксплуатация солнечных и ветровых станций в Болгарии, Румынии и Узбекистане. В Болгарии ЛУКОЙЛ уже начал строительство первой крупной фотоэлектрической станции установленной мощностью 1,25 МВт и производством электроэнергии около 1 500 МВт·ч/год. Кроме того, создано совместное предприятие с компанией ERG по строительству ветровых электростанций на территории Европы, где законодательство стимулирует подобные проекты. Если Правительство России примет законодательство по стимулированию альтернативных источников, то мы будем готовы реализовывать такие проекты и на территории нашей страны.

Как и всегда, высшим приоритетом деятельности Компании остается **персональная, экологическая, промышленная и социальная безопасность**, что нашло отражение, в частности, в стратегии на ближайшее десятилетие. ОАО «ЛУКОЙЛ» планирует проведение научно-исследовательских работ в сфере промышленной безопасности, охраны труда и здоровья работни-

ков; обучение, подготовку и повышение уровня квалификации сотрудников; совершенствование существующей системы обучения и оценки знаний персонала с использованием современных информационных технологий; внедрение системы обязательного тренинга персонала. Из года в год Группа стремится повышать качество жизни своих работников, осознавая, что люди – наиболее ценный наш актив, залог нашего успеха. В 2011 году ЛУКОЙЛ стал лауреатом II Всероссийского конкурса проектов по здоровому образу жизни «Здоровая Россия» в номинации «Лучший корпоративный проект». Конкурс был учрежден Министерством здраво-

охранения и социального развития РФ в рамках реализации государственной программы по формированию здорового образа жизни.

Грядущее десятилетие для Компании – это ежедневный поиск и внедрение неординарных, прорывных решений во всех производственных сегментах, оптимизации затрат, новых подходов к работе с инвесторами и акционерами, к работе в сфере законодательства в России и других государствах нашего присутствия. Надеемся, что вы, уважаемые акционеры, поддержите стремление ОАО «ЛУКОЙЛ» к достижению новых высот!

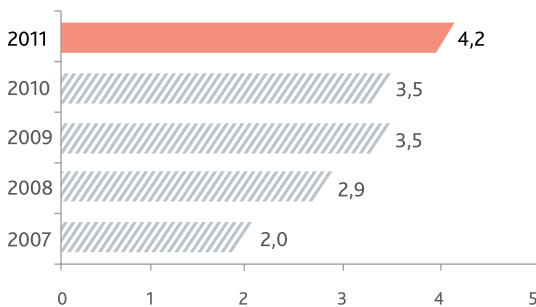
Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
В. И. Грайфер



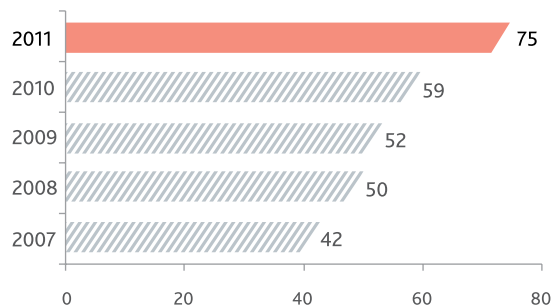
Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В. Ю. Алекперов



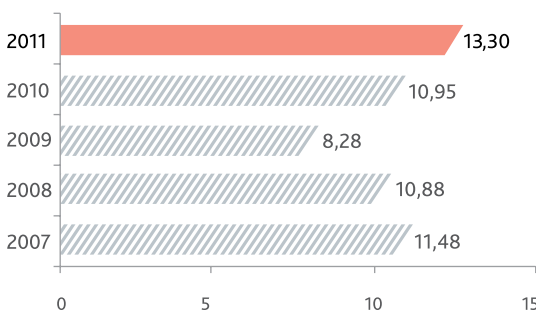
Дивидендная доходность, %



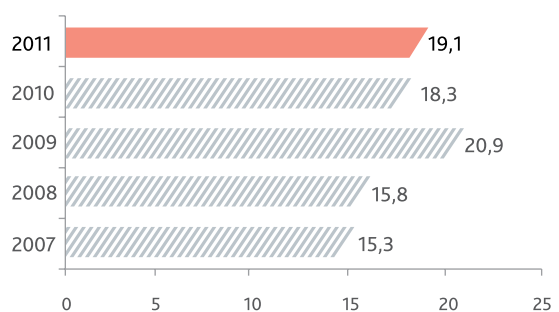
Дивиденд на акцию, руб.



Базовая прибыль на акцию, долл.



Доля дивидендов в чистой прибыли, %



ЛУКОЙЛ на карте мира

ЛУКОЙЛ СЕГОДНЯ

ОАО «ЛУКОЙЛ» – одна из крупнейших международных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, обеспечивающая 2,1% мировой добычи нефти.

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





Основные производственные и финансовые показатели

Основные финансовые и рыночные показатели	2011	2010	Изменение, %
Выручка от реализации, млн долл.	133 650	104 956	27,3
ЕБИТДА, млн долл.	18 606	16 049	15,9
Чистая прибыль, млн долл.	10 357	9 006	15,0
Базовая прибыль на акцию, долл.	13,3	10,95	21,4
ROACE, %	14,0	14,0	–
Капитальные затраты, млн долл.	8 492	6 844	24,1
Инвестиции (приобретение дочерних компаний) ¹ , млн долл.	2 860	932	206,9
Цена акции на конец года ММВБ, руб.	1701,0	1 742,0	-2,4
Дивиденд на акцию, руб.	75	59	27,1
Основные производственные показатели			
Запасы нефти ЗР, млн барр.	23 602	22 573	4,6
Запасы газа ЗР, млрд фут ³	36 125	37 821	-4,5
Запасы углеводородов ЗР, млн барр. н. э.	29 623	28 877	2,6
Добыча нефти, млн барр.	671,4	708,1	-5,2
Добыча товарного природного газа, млн м ³	12 761	12 770	-0,1
Добыча товарного нефтяного газа, млн м ³	5 860	5 784	-1,3
Добыча товарных углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	2 140	2 239	-4,4
Переработка нефти и нефтепродуктов на собственных НПЗ и комплексах ISAB и Zeeland, млн т	64,9	66,2	-2,0
Переработка газа, млн м ³	3 189	3 178	0,3
Выпуск нефтехимической продукции, млн т	1,466	1,036	41,5
Экспорт нефти, млн т	34,70	40,59	-14,5
Экспорт нефтепродуктов, млн т	24,00	25,82	-6,9
Реализация нефти, млн т	48,26	51,38	-6,1
Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т	87,34	91,02	-4,0
Розничная реализация нефтепродуктов, млн т	15,25	14,34	6,3
Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые)	5 994	6 508	-7,9
Среднесписочная численность работников, тыс.	120,3	130,0	-7,5

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

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

События 2011 года

ФЕВРАЛЬ



ОАО «ЛУКОЙЛ» и Государственная корпорация «Ростехнологии» подписали Соглашение о сотрудничестве. В соответствии с документом ЛУКОЙЛ будет обеспечивать топливными ресурсами организации Корпорации в оборонной

промышленности и в других отраслях экономики. Стороны намерены также сотрудничать в целях совершенствования технической базы Группы на основе внедрения разработок и продукции ГК «Ростехнологии», которые в частности будут применяться для обустройства нефтегазовых месторождений и генерации энергии с использованием нефтяного газа.

Консорциум в составе организации группы «ЛУКОЙЛ» и американской компании Vanco подписал с Национальным агентством по минеральным ресурсам Румынии концессионные соглашения на разведку и разработку двух блоков в румынском секторе Черного моря – Est Rapsodia и Trident. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в проекте составляет 80%, доля Vanco – 20%. Право на реализацию проектов Консорциум получил по итогам тендера, состоявшегося летом 2010 года. Блоки расположены на глубинах от 90 до 1 000 м. Общая площадь лицензионных участков около 2 тыс. км².

SonocoPhillips полностью вышла из акционерного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ», продав оставшиеся акции Компании на открытом рынке.

В конце 2008 года ConocoPhillips приняла решение о продаже доли в ОАО «ЛУКОЙЛ» с целью получения денежных средств для покрытия собственного долга и выкупа собственных акций. В августе 2010 года ОАО «ЛУКОЙЛ» в рамках программы повышения инвестиционной привлекательности и роста рыночной капитализации выкупил у ConocoPhillips около 8% собственных акций, затратив 3,44 млрд долл. ConocoPhillips приобрела 7,6% акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2004 году в рамках последнего этапа приватизации Компании. В 2006 году ConocoPhillips довела свою долю в акционерном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» до 20%.

МАРТ



ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» подписали соглашение о поставках газа с месторождений Группы, расположенных в Большехетской впадине в Ямало-Ненецком автономном округе и на Северном Каспии. В соответствии с соглашением ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2012–2016 годах будет поставлять Газпрому природный газ с месторождений Большехетской впадины. Газ будет поступать в газотранспортную систему (ГТС) ОАО «Газпром» в районе компрессорной станции «Ямбургская». Объемы поставок могут меняться в зависимости от ввода в эксплуатацию месторождений Большехетской впадины, а также от степени загрузки ГТС ОАО «Газпром». Согласно подписанному документу, после того как ОАО «ЛУКОЙЛ» начнет добычу газа

на месторождениях Северного Каспия, Газпром примет исчерпывающие меры по приему всего северокаспийского газа в свою ГТС и поставит аналогичные объемы газа по схемам замещения в организации группы «ЛУКОЙЛ». Сотрудничество между ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром» базируется на Генеральном соглашении о стратегическом партнерстве на 2005–2014 годы, подписанном в марте 2005 года.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и нефтехимический холдинг СИБУР заключили долгосрочное соглашение о поставках попутного нефтяного газа. В соответствии с условиями соглашения ОАО «ЛУКОЙЛ» будет поставлять попутный газ с западносибирских месторождений Компании на предприятие «Няганьгазпереработка», входящее в состав холдинга СИБУР. Соглашение с СИБУР направлено на достижение 95%-й утилизации попутного газа, добываемого предприятиями ОАО «ЛУКОЙЛ».

ОАО «ЛУКОЙЛ» утвердило программу энергосбережения на период 2011–2013 годы. Основными направлениями программы являются применение энергосберегающих методов повышения нефтеотдачи пластов и мероприятия по модернизации насосного оборудования, включая широкомасштабное внедрение вентильных двигателей для центробежных и винтовых погружных насосов, а также реконструкция насосов систем поддержания пластового давления. Кроме этого, в программу включены проекты внедрения новых энергоэффективных технологий и оборудования, а также энергоснабжение производств на основе когенерационных установок и других энергосберегающих технологий. Планируется также, что за три года экономия топливно-энергетических ресурсов в денежном выражении может составить 350 млн долл. при инвестициях в 200 млн долл.

АПРЕЛЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило сделку по приобретению у компании ERG 11% доли участия в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом ISAB, расположенным в районе города Приоло (о. Сицилия, Италия). Таким образом, доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в СП выросла

с 49 до 60%. Сумма сделки составила 342 млн долл. В январе 2011 года Совет директоров компании ERG принял решение о продаже ОАО «ЛУКОЙЛ» 11% участия в СП. Это решение представляет собой частичную реализацию опциона на продажу компанией ERG своей доли в соответствии с соглашением о создании СП в 2008 году.



ОАО «ЛУКОЙЛ» вышло на розничный рынок Италии, завершив ребрендинг 19 АЗС в соответствии с договорами субфранчайзинга. В соответствии с контрактами организация группы «ЛУКОЙЛ» поставляет на эти АЗС нефтепродукты, а также смазочные материалы, в том числе произведенные на предприятиях ОАО «ЛУКОЙЛ». Контракты субфранчайзинга заключены сроком на 5 лет с возможностью автоматического продления еще на 3 года.

Организация группы «ЛУКОЙЛ» приобрела у частной нефтяной компании Quad Energy S.A. 50%-ную долю участия в Соглашении о разделе продукции по морскому блоку Hanoi Trough-02 во Вьетнаме. Блок НТ-02 расположен на шельфе Южно-Китайского моря. С 2007 года на блоке проводятся геолого-разведочные работы, выявлен ряд перспективных объектов.

ЛУКОЙЛ впервые в мировой практике применил алюминиевые обсадные и насосно-компрессорные трубы при строительстве скважины на нефтяном месторождении с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа. Это техническое решение использовано на Баяндыском месторождении (Республика Коми), которое отличается повышенным содержанием этих агрессивных компонентов.

МАЙ

Группа «ЛУКОЙЛ» выпустила первую партию автомобильного бензина стандарта Евро-5. Это стало возможным благодаря вводу в эксплуатацию установки фтористоводородного алкилирования в составе комплекса каталитического крекинга. Бензин стандарта Евро-5 обеспечивает так называемый «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 – бензопирена.



Организация группы «ЛУКОЙЛ» и итальянская компания ERG Renew подписали соглашение о создании на паритетной основе совместного предприятия для работы в области возобновляемой энергетики. СП будет осуществлять деятельность первоначально на территории Болгарии и Румынии, затем Украины и России.

ИЮНЬ

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ». На нем были утверждены Годовой отчет Компании за 2010 год, а также бухгалтерская отчетность по результатам финансового года. Акционеры утвердили выплату дивидендов по итогам работы Компании в 2010 году в размере 59 руб. (1,94 долл. по курсу на 31.12.2010 г.) на одну обыкновенную акцию.

ИЮЛЬ



Организация группы «ЛУКОЙЛ» достигла договоренности о приобретении у компании Oranto Petroleum 49% в соглашении по разведке и разработке морского глубоководного блока SL-5-11 в акватории Республики Сьерра-Леоне. Обязательной программой геолого-разведочных работ в рамках соглашения предусматривается бурение одной поисковой скважины до 2013 года. Блок SL-5-11 площадью 4 тыс. км² расположен в территориальных водах Сьерра-Леоне на шельфе и на континентальном склоне Атлантического океана. Глубина моря в пределах блока варьируется от 100 до 3 300 м. На блоке выполнены сейсмические исследования 2D и 3D, выявившие несколько перспективных структур, содержащих, по предварительным оценкам, существенный объем ресурсов нефти.

АВГУСТ

Организация группы «ЛУКОЙЛ» подписала контракт с компанией Baker Hughes на эксплуатационное бурение и освоение скважин на формации Мишриф месторождения Западная Курна-2 в Ираке. Согласно условиям контракта будут пробурены и освоены 23 наклонно направленные эксплуатационные скважины, что позволит обеспечить начало коммерческой добычи нефти в соответствии с условиями сервисного контракта на разработку и добычу месторождения Западная Курна-2.

Контракт заключен на условиях «под ключ», согласно которым подрядчик предоставляет полный комплекс сервисных услуг, связанных с бурением и освоением скважин, а также выполняет поставку оборудования и материалов для строительства скважин.

ОКТАБРЬ



ОАО «ЛУКОЙЛ» начало строительство первой очереди газоперерабатывающего завода – составной части газохимического комплекса (ГХК), который будет построен на промышленной площадке ООО «Ставролен» (дочернее предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ»). Основным сырьем для ГХК станет попутный нефтяной газ с месторождений, которые ОАО «ЛУКОЙЛ» разрабатывает в российском секторе Каспийского моря.

НОЯБРЬ

ОАО «ЛУКОЙЛ» заняло 5-е место среди энергетических компаний Европы, Ближнего Востока и Африки, а также 10-е место среди мировых нефтегазовых лидеров в рейтинге американского энергетического агентства Platts «250 крупнейших энергетических компаний мира 2011 года». Компании оценивались по четырем основным показателям – величине активов, выручке, прибыли и доходности на вложенный капитал. ОАО «ЛУКОЙЛ» не изменило позиций в рейтинге по сравнению с 2010 годом.

ДЕКАБРЬ

Организация группы «ЛУКОЙЛ» совместно с американской Vanco и PETROCI Holding совершила открытие на блоке CI-401 на шельфе Кот-д'Ивуара. Разведочная скважина Independance-1X, пробуренная на блоке CI-401, достигла запланированных глубин и обнаружила песчаники хорошего качества, содержащие легкую нефть и газовый конденсат. Independance-1X была пробурена на морской глубине 1 689 м в 93 км к юго-востоку от Абиджана. Independance-1X – вторая разведочная скважина, пробуренная на блоке CI-401. Он охватывает площадь в 619 км² на глубине от 950 до 2 100 м.

Организация группы «ЛУКОЙЛ» начала поставки электроэнергии на рынок Болгарии по преференциальному тарифу. Получение преференциального тарифа стало возможным после перевода ТЭЦ в Болгарии на работу в комбинированном режиме генерации электрической и тепловой энергии (когенерации), который стимулируется законодательством Болгарии. Полученный ТЭЦ тариф превышает среднерыночную цену на электроэнергию в два раза. Таким образом, Компанией продолжен вывод электростанций группы «ЛУКОЙЛ» на энергорынки зарубежных стран, стимулирующих использование эффективных технологий производства электрической и тепловой энергии.

ОАО «ЛУКОЙЛ» ввело в опытную эксплуатацию фотоэлектрическую станцию (ФЭС) в Болгарии. Объект расположен в окрестностях г. Бургаса на площади более 2,5 га. Установленная мощность

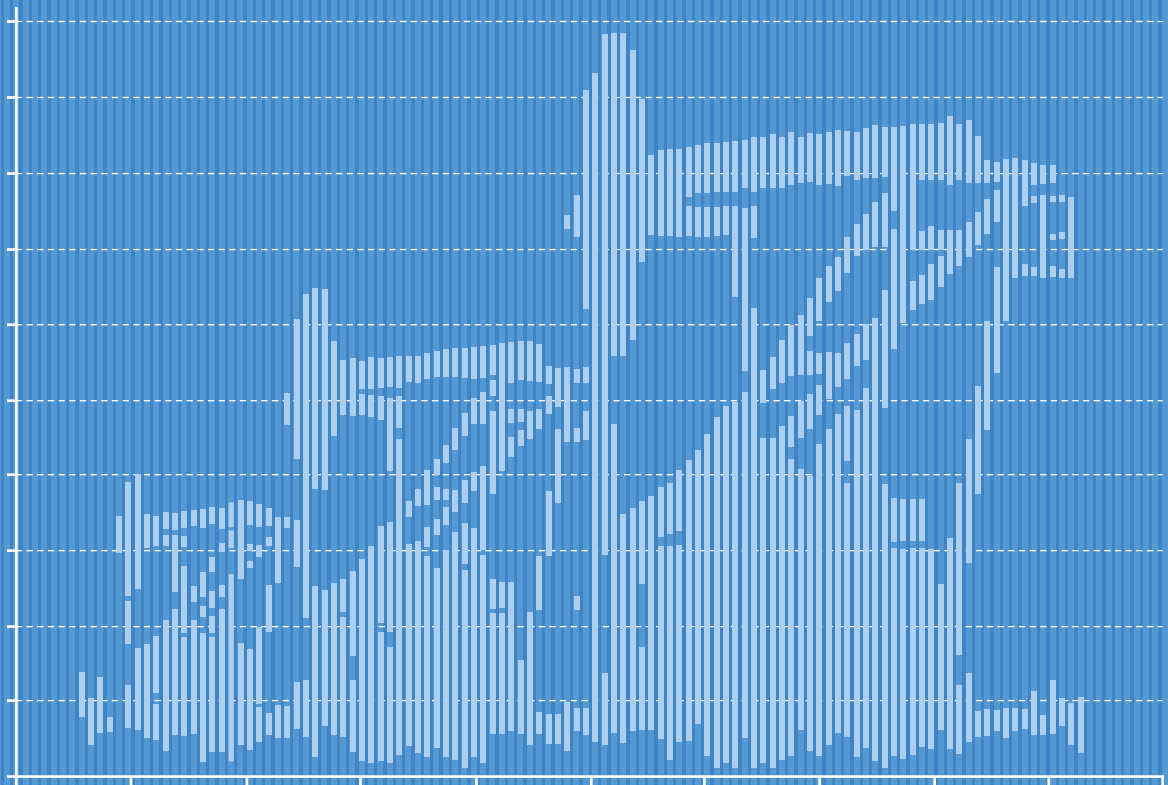
станции составляет 1,25 МВт. Произведенная электроэнергия будет продаваться на открытом рынке по преференциальному тарифу. Объем выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов от деятельности ФЭС на 1,6 тыс. т/год меньше по сравнению с объемом выбросов на традиционных установках тепловой генерации электроэнергии подобной мощности.



ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО АНК «Башнефть» подписали договор о приобретении Группой 25,1%-й доли в ООО «Башнефть-Полюс» – владельце лицензии на пользование участком недр, включающим нефтяные месторождения им. Романа Требса и Анатолия Титова, а также договор участников совместного предприятия. Сумма сделки составила 153 млн долл. Суммарные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (C1+C2), расположенные в пределах лицензионного участка, учтенные на государственном балансе, составляют 140,1 млн т.

1

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА



СТРАТЕГИЯ 2012 – 2021 предполагает:

- Среднегодовой темп роста добычи углеводородов не менее 3,5%
- Стабилизацию добычи нефти в Западной Сибири
- Увеличение коэффициента извлечения нефти в России
- Направление более 80% всех инвестиций в сегмент «Геологоразведка и добыча»
- Существенное увеличение доли добычи международных проектов
- Существенное увеличение доли добычи газа в структуре добычи углеводородов



Показатели бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча»

Наименование показателя, млн долл.	2011	2010	Прирост, %
Выручка	44 858	36 523	28,2
ЕБИТДА	12 125	10 848	11,8
Чистая прибыль	6 665	6 139	8,6
Капитальные затраты	6 629	4 908	35,1

Бизнес-сегмент «Геологоразведка и добыча» является основой создания стоимости Компании, генерируя более 64% чистой прибыли.

Важнейшим событием 2011 года стала стабилизация добычи нефти в Западной Сибири. С конца первого полугодия 2011 года добыча нефти в регионе вышла из падающего тренда и продолжила держаться на стабильном уровне все второе полугодие.

Значимым событием стало начало реализации проекта по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова совместно с ОАО АНК «Башнефть». Лицензионный участок площадью 2 151 км² расположен на территории Ненецкого автономного округа. Суммарные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (C1+C2), расположенные в пределах лицензионного участка и учтенные на государственном балансе, составляют 140,1 млн т. 100% реализуемых

объемов нефти на экспорт будет осуществлять компания «ЛУКОЙЛ». В рамках данного проекта есть возможность направлять попутный газ на энергоцентр Южно-Хыльчююского месторождения, из которого будет осуществляться обеспечение электроэнергией объектов.

Среди зарубежных проектов Компании наиболее значительные события 2011 года связаны с разработкой месторождения Западная Курна-2 в Ираке, которое является одним из крупнейших неразработанных месторождений мира. В рамках реализации проекта организован целый ряд тендеров, обеспечено разминирование контрактного участка, построен вахтовый поселок Pilot Camp.

Еще одним важным событием за рубежом стало начало добычи раннего газа на месторождении Джаркудук-Янги Кызылча в рамках проекта Гиссар. Была проведена доразведка (сейсмика и разведочное бурение), в ходе которой обеспечен прирост запасов, выявлено несколько перспективных структур, открыто два новых месторождения (Юго-Восточный Кызылбайрак и Шамолтегмас), подготовлены к бурению две структуры и подтверждена высокая промышленная газоносность ранее малоизученного участка крупного месторождения Адамташ.

ЦЕНОВАЯ КОНЪЮНКТУРА И НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

Рынок нефти

В 2011 году цены на нефть находились под давлением на протяжении большей части года. Среди основных факторов динамики цен на нефть можно выделить политическую нестабильность на Ближнем Востоке, долговые проблемы США и Еврозоны. В первом квартале 2011 года волна революций в странах Ближнего Востока, и прежде всего в Ливии, оказывала существенное влияние на мировые цены на нефть. В апреле цена нефти сорта Brent достигла максимума 2011 года – 126,7 долл./барр., поднявшись на 35% с начала года. Однако уже к началу второго квартала все ближневосточные события были заложены рынком

в цену нефти, и дальнейшие события практически не влияли на объемы поставок нефти на мировой рынок.

Если в первом квартале мировые цены на нефть были под давлением сокращающегося мирового предложения нефти, то всю оставшуюся часть года они были под давлением факторов со стороны спроса. Второй квартал ознаменовался обострением долговых проблем стран Еврозоны, назревавших уже не первый год. В результате проблемным странам пришлось думать об урезании госбюджетов, что негативно отразилось на ожиданиях, связанных с мировым спросом на нефть. В августе похожий сценарий постиг и США, рекордная долговая нагрузка которых привела к снижению кредитного рейтинга и опасениям по поводу возможности новой волны мирового финансового кризиса. Все это привело к устойчивому негативному тренду мировых цен на нефть. В результате к концу 2011 года цена нефти сорта Brent упала на 16% от апрельского максимума. В целом, за 2011 год прирост составил 14%, с 93,7 до 106,5 долл./барр., а среднегодовая цена в 2011 году составила 111,3 долл./барр., что на 40% выше, чем в 2010 году.

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 39,4% по сравнению с 2010 годом и в среднем за год составила 109,09 долл./барр. Средний ценовой дифференциал между сортами Юралс и Brent составил в 2011 году 2,2 долл./барр. по сравнению с 1,2 долл./барр. годом ранее.

Для объективной оценки рыночной конъюнктуры, в условиях которой Компания работала в 2011 году, необходимо учитывать налоговую нагрузку на российского экспортера нефти и ее изменения по сравнению с 2010 годом. Основными налогами для нефтяных компаний в России, и в частности для нас, являются налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), акцизы и экспорт-

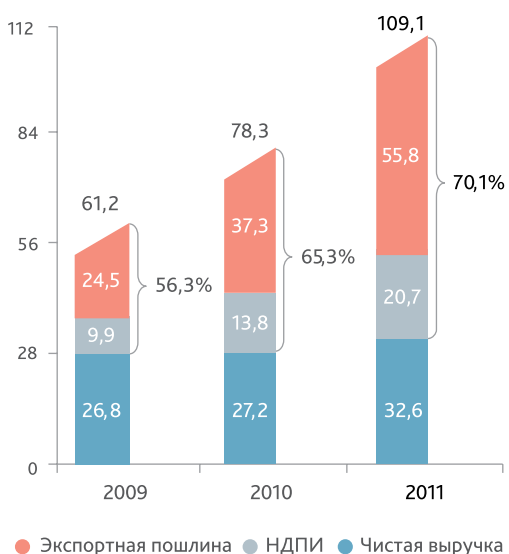
ные пошлины. Ставки налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, привязаны к мировой цене на нефть и изменяются вслед за ней.

В результате роста цен на нефть в 2011 году средняя ставка НДС (в долларовом выражении) выросла на 49,7% и составила 20,69 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 2011 году составил 49,6%, средняя ставка экспортной пошлины за год – 55,8 долл./барр. Очищенная от налогов цена на нефть сорта Юралс (цена на международном рынке за вычетом экспортной пошлины и НДС) для российского экспортера составила в 2011 году 32,6 долл./барр. Доля НДС и экспортной пошлины в среднегодовой цене на нефть составила 70,1%.

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

Структура выручки российского экспортера нефти, долл./барр.



Рынок газа

В течение 2011 года спотовые цены на газ в Европе не показывали явного тренда. Во втором полугодии наблюдалась повышенная волатильность цен вследствие аномальных погодных условий, повлиявших на объемы потребления газа в Европе. За 2011 год на различных торговых площадках Европы цены на газ показали падение около 15%. При этом среднегодовая цена выросла в 2011 году на разных рынках Европы на 30–50% по сравнению с 2010 годом.

Обратная ситуация наблюдалась в США: цены на газ падали практически весь год. Как следствие избыточной добычи сланцевого газа в стране рост предложения газа по-прежнему опережает рост спроса на газ. Избыточное предложение продолжило давление на цену газа, что привело к падению цен до десятилетнего минимума. В результате за 2011 год спотовая цена на газ в США упала почти на 30%, а среднегодовая цена за 2011 год упала на 9% к уровню 2010 года.

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». При добыче природного газа в России Компания уплачивает налог на добычу газа, ставка которого увеличилась в 2011 году на 61% и составила 237 руб./тыс. м³.

Добыча товарного газа по международным проектам составила 4,8 млрд м³. Более 54% добытого товарного 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 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 7 лет после начала добычи, по истечении которых налог на прибыль будет уплачиваться 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 определенной мере привязана к ценам на нефть в долларах США. Поэтому рублевая 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 12% в 2011 году по сравнению с 2010 годом.

Это стало одним из основных факторов роста удельных расходов на добычу углеводородов на территории России: они выросли с 4,11 до 4,70 долл./барр. н. э., или на 14,4%. Удельные расходы на добычу в среднем по Группе выросли в 2011 году на 14,3%, или с 4,12 до 4,71 долл./барр. н. э. Капитальные затраты в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» выросли на 35,1%, до 6,6 млрд долл.

ПРИОБРЕТЕНИЕ АКТИВОВ

Организация группы «ЛУКОЙЛ» приобрела у частной нефтяной компании Quad Energy S.A. 50%-ную долю участия в Соглашении о разделе продукции по морскому блоку Hanoi Trough-02 во Вьетнаме. Блок НТ-02 расположен на шельфе Южно-Китайского моря. С 2007 года на блоке проводятся геолого-разведочные работы, выявлен ряд перспективных объектов.

Организация группы «ЛУКОЙЛ» достигла договоренности о приобретении у компании Oranto Petroleum 49% в соглашении по разведке и разработке морского глубоководного блока SL-5-11 в акватории Республики Сьерра-Леоне. Обязательной программой геолого-разведочных работ в рамках соглашения предусматривается бурение одной поисковой скважины до 2013 года. Блок SL-5-11 площадью 4 тыс. км² расположен в территориальных водах Сьерра-Леоне на шельфе и на континентальном склоне Атлантического океана. Глубина моря в пределах блока варьируется от 100 до 3 300 м. На блоке выполнены сейсмические исследования 2D и 3D, выявившие несколько перспективных структур, содержащих, по предварительным оценкам, существенный объем ресурсов нефти.

ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО АНК «Башнефть» подписали договор о приобретении Группой 25,1%-й доли в ООО «Башнефть-Полюс» – владельце лицензии на пользование участком недр, включающим нефтяные месторождения им. Романа Требса и Анатолия Титова, а также договор участников совместного предприятия. Сумма сделки составила 153 млн долл. В то же время ООО «Башнефть-Полюс» подписала договор о приобретении у организации группы «ЛУКОЙЛ» 29 поисковых и разведочных скважин на указанных месторождениях за 60 млн долл. Таким образом, ОАО АНК «Башнефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» завершили создание совместного предприятия по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова и перешли к активной фазе реализации проекта. Лицензионный участок площадью 2 151 км² расположен на территории Ненецкого автономного округа. Суммарные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (C1+C2), расположенные в пределах лицензионного участка, учтенные на государственном балансе, составляют 140,1 млн т.

Лицензирование

В 2011 году Компания продолжила работы, связанные с получением новых лицензий на право пользования недрами и оптимизацией лицензионного фонда для повышения качества минерально-сырьевой базы, с внесением изменений и дополнений в условия пользования недрами, в том числе с целью продления сроков их действия. Были продолжены также работы, связанные с уточнением обязательств по обеспечению уровня добычи углеводородного сырья в соответствии с проектными технологическими документами.

ВСЕГО НА БАЛАНСЕ ОРГАНИЗАЦИЙ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» НА 1 ЯНВАРЯ 2012 ГОДА НАХОДИЛОСЬ 426 ЛИЦЕНЗИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ 338 С ПРАВОМ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, 22 – НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ, ВКЛЮЧАЮЩЕЕ ПОИСК И ОЦЕНКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, И 66 – НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕДР, РАЗВЕДКУ И ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.

За 2011 год было получено 11 новых лицензий на право пользования недрами, из них 5 – с правом на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья, 5 – на геологическое изучение недр по заявке недропользователя и 1 – на геологическое изучение недр на основании государственного контракта.

В 2011 году Компания принимала участие в 6 аукционах на приобретение прав пользования недрами, в 4 из которых признана победителем. Из-за участия одного заявителя и в соответствии с действующим законодательством 2 аукциона были признаны несостоявшимися. Компанией поданы заявки на получение лицензий для геологического изучения недр за счет средств недропользователя. Лицензии будут получены в 2012 году.

За отчетный период сданы 6 лицензий на право пользования недрами, из них 2 – в связи с окончанием срока действия на геологическое изучение участков недр, 4 – в связи с экономической неэффективностью освоения.

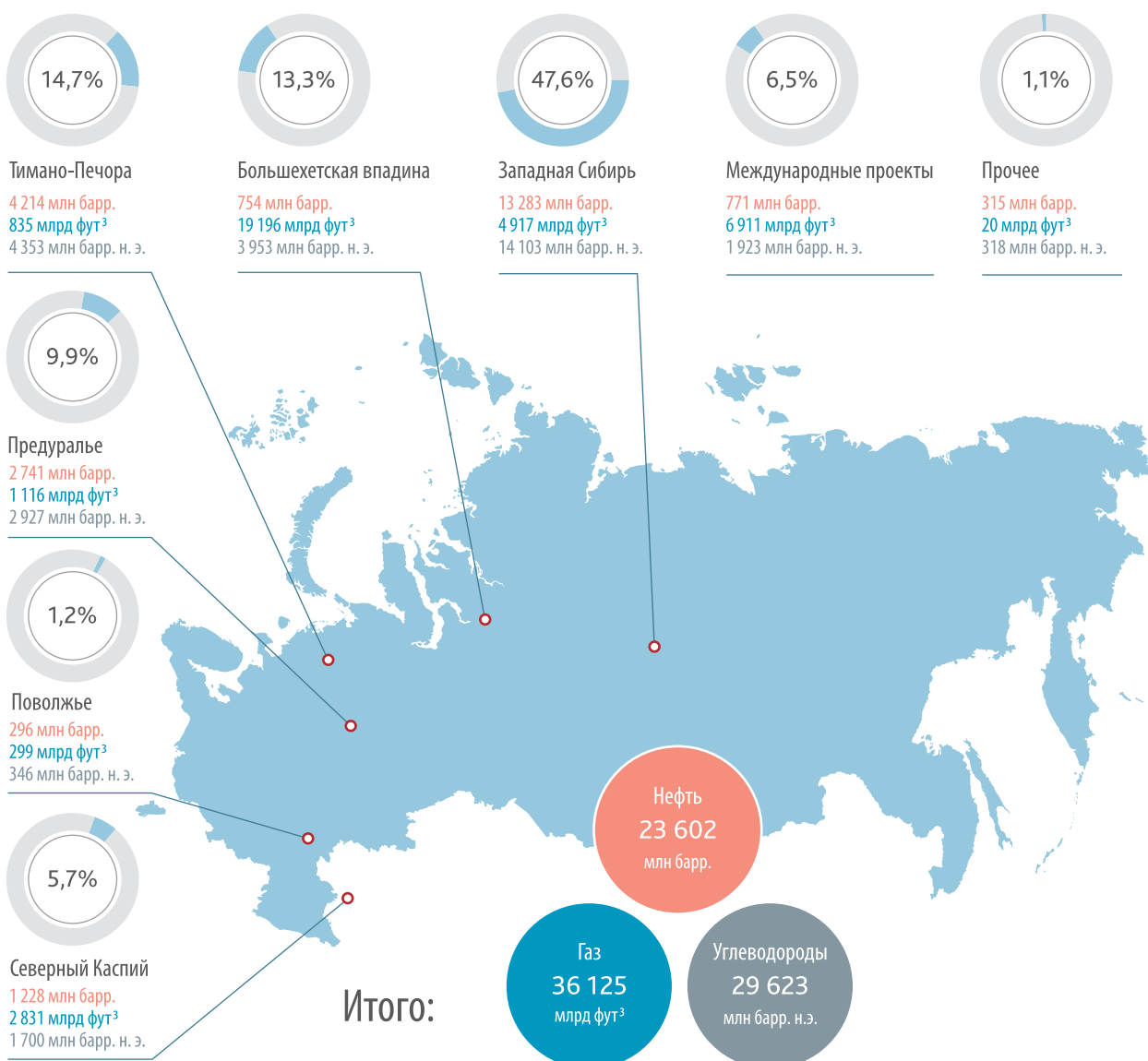
В связи с продолжением реструктуризации нефтедобывающих обществ Группы за отчетный период была переоформлена 91 лицензия на право пользования недрами.

В 2011 году продолжалась работа по внесению изменений и дополнений в действующие лицензионные соглашения об условиях пользования недрами на участках недр предприятий группы «ЛУКОЙЛ». Были оформлены 34 изменения/дополнения в действующие лицензионные соглашения, в том числе 19 дополнений к лицензиям с целью продления сроков их действия, из которых 13 – к лицензиям с правом добычи, 6 – к лицензиям на геологическое изучение недр.



Запасы нефти и газа

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ЗР НЕФТИ И ГАЗА ПО РЕГИОНАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» В 2011 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), ЗАПАСЫ ПО КАТЕГОРИИ ЗР УГЛЕВОДОРОДОВ КОМПАНИИ НА 1 ЯНВАРЯ 2012 ГОДА СОСТАВИЛИ 29,623 МЛРД БАРР. Н. Э., В ТОМ ЧИСЛЕ 23,602 МЛРД БАРР. НЕФТИ И 36,125 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 определенными обстоятельствами не обосновывается более длительный срок начала разработки. Оценка выполнялась в соответствии со стандартами SEC до достижения экономического предела рентабельной добычи.

Компания также завершила оценку условных ресурсов по классификации PRMS. По состоянию на 31 декабря 2011 года условные ресурсы по категории ЗС составляли 10,3 млрд барр. н. э. В данную оценку впервые включена доля Компании (25,1%) в ООО «Башнефть-Полюс» – совместном предприятии ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО АНК «Башнефть» по разработке месторождений им. Р. Требса и А. Титова.

Ожидается, что в перспективе объемы нефти и газа, классифицированные как условные ресурсы, будут переведены в запасы 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.

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% всех доказанных запасов Компании относятся к категории «разрабатываемые» (в том числе 65% запасов нефти и 41% запасов газа). Такая структура запасов отражает высокий потенциал наращивания добычи Компанией в среднесрочной перспективе, и в особенности – добычи газа.

Основная часть доказанных запасов Компании относится к традиционным запасам. Лишь около 4,3% доказанных запасов (3,8% запасов ЗР) углеводородов Группы приходится на высоковязкую нефть и 4,7% доказанных запасов (6,0% запасов ЗР) – на шельфовые месторождения. Подобная структура позволяет Компании эффективно контролировать затраты на разработку запасов и быстро вводить в эксплуатацию новые месторождения.

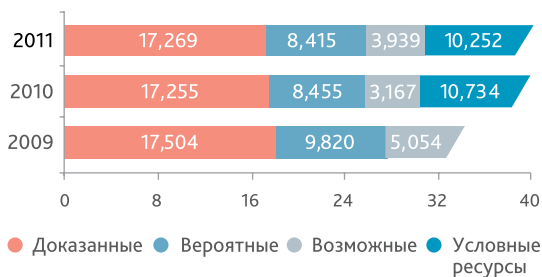
Компенсация добычи приростом доказанных запасов в 2011 году превысила 100%. Расширение доказанных запасов углеводородов за счет геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 619 млн барр. н. э. Из данного объема прирост за счет геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения составил 612 млн барр. н. э., за счет приобретений – 7 млн барр. н. э. Таким образом, органический прирост запасов компенсировал 76,3% добычи углеводородов (в том числе 77,5% по нефти и 70,4% по газу). Органический прирост доказанных запасов нефти в России был получен в объеме 516 млн барр. (99% от суммарного прироста) и на международных проектах – 4 млн барр. (1% от суммарного прироста). По доказанным запасам газа органический прирост в России был получен в объеме 310 млрд фут³, 56% от суммарного прироста газа, и на международных проектах – 240 млрд фут³ (44% от суммарного прироста газа).

Увеличение доказанных запасов за счет пересмотра ранее сделанных оценок составило 197 млн барр. н. э.

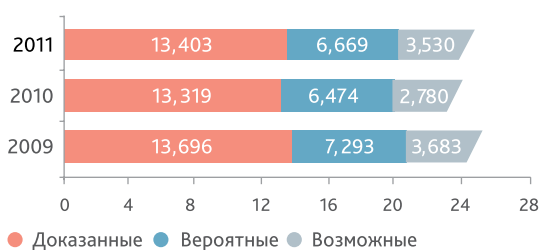
В 2011 году был достигнут существенный прогресс в подготовке к вводу в разработку ряда новых месторождений Компании, что позволило перевести 170 млн барр. н. э. из условных ресурсов в доказанные запасы. В то же время более быстрое, чем прогнозировалось, падение добычи на Южно-Хыльчюском месторождении привело к снижению доказанных запасов на 147 млн барр. н. э.

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 22 ГОДА. ПО НЕФТИ ДАННЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ РАВЕН 20 ГОДАМ, ПО ГАЗУ – 30.

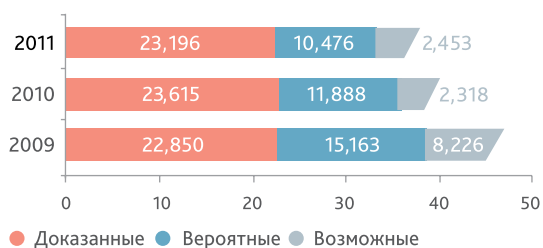
Запасы углеводородов по категории ЗР и условные ресурсы, млрд барр. н. э.



Запасы нефти по категории ЗР, млрд барр.



Запасы газа по категории ЗР, трлн фут³

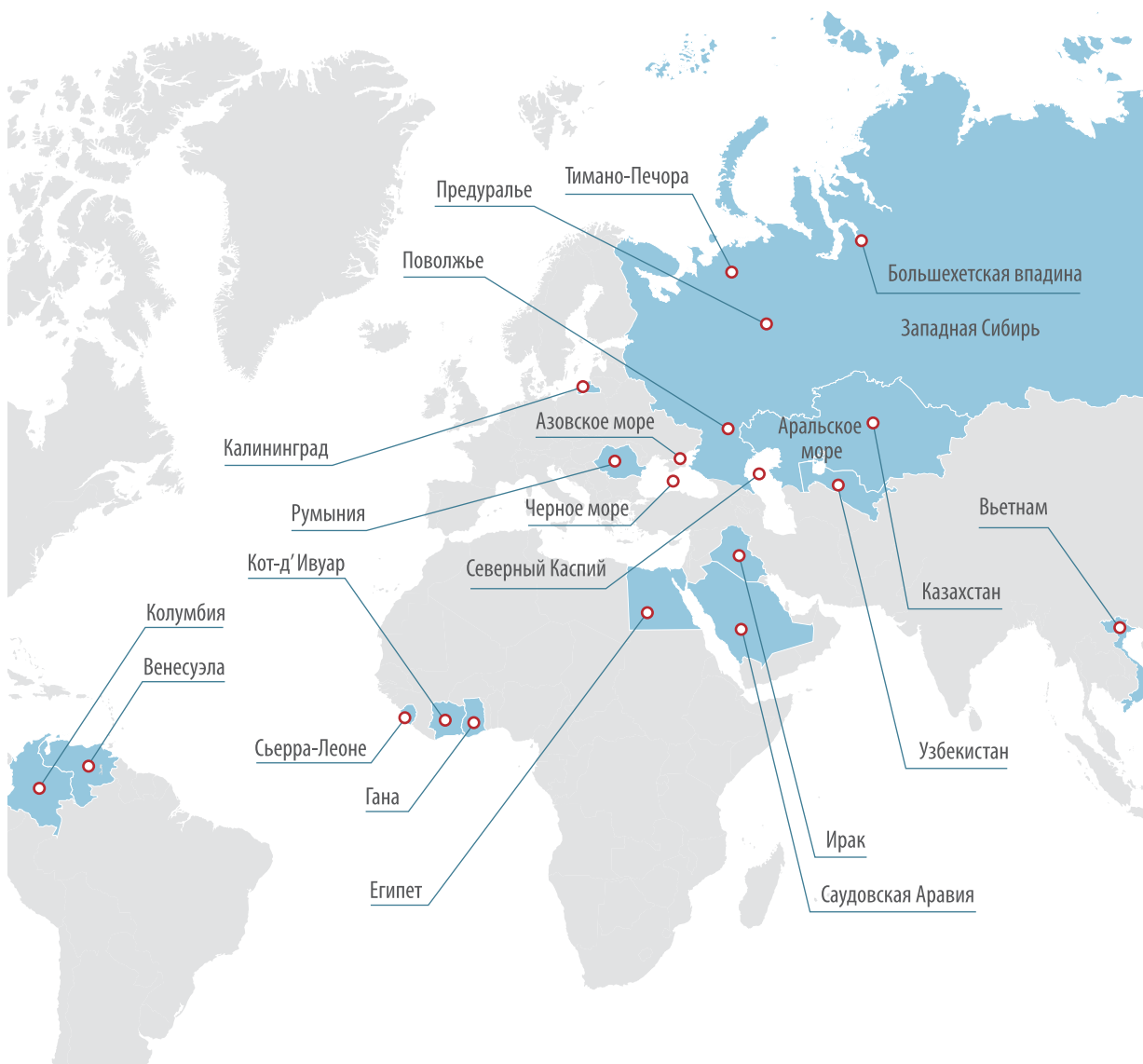


На 1 января 2012 года	Нефть	Газ	Углеводороды ¹
	млн барр.	млрд фут³	млн барр. н. э.
Доказанные запасы	13 403	23 196	17 269
в том числе:			
разрабатываемые	8 772	9 478	10 352
неразрабатываемые	4 631	13 718	6 917
Вероятные запасы	6 669	10 476	8 415
Возможные запасы	3 530	2 453	3 939
Итого запасы ЗР	23 602	36 125	29 623

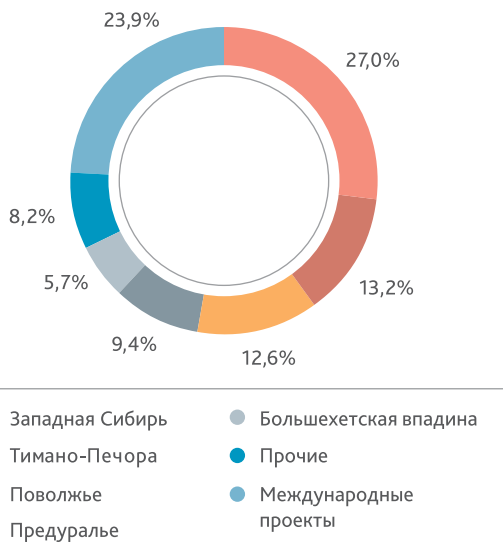
¹ Для пересчета кубических футов в баррели использован единый коэффициент – 1 баррель равняется 6 000 кубических футов.

Геолого-разведочные работы

ОСНОВНЫЕ РЕГИОНЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



Распределение разведочного бурения по регионам (2011)



- Продолжение работ по доразведке Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения
- Продолжение поисково-разведочных работ в акватории Каспийского моря с целью оценки перспектив нефтегазоносности неокомских отложений
- Продолжение поисковых работ по изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности Денисовской впадины в Республике Коми
- Проведение поисковых работ по изучению перспектив нефтегазоносности глубоководного шельфа Западной Африки и Аральского региона

Организации группы «ЛУКОЙЛ» осуществляют геолого-разведочные работы в 12 странах мира. Главная задача – 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. При проведении геолого-разведочных работ особое внимание Компания уделяет применению современных технологий, что позволяет значительно повысить эффективность геологоразведки.

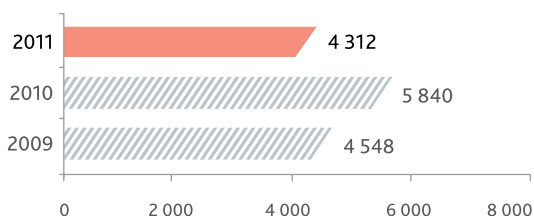
Наиболее крупными поисковыми проектами, реализуемыми в рамках решения поставленных задач, в 2011 году были:

Основные объемы геолого-разведочных работ на нефть и газ были сконцентрированы в районах Западной Сибири, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Пермского края, Поволжья, Астраханской области, в акватории Каспия и на международных проектах.

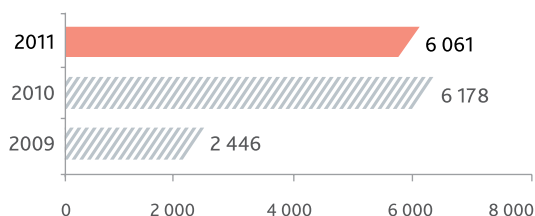
В остальных регионах деятельности Группы геолого-разведочные работы проводились с целью подготовки, опосредования новых перспективных объектов и доразведки открытых месторождений.

В 2011 году для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах

Сейсморазведка 3D, км²



Сейсморазведка 2D, км



Компания провела значительные объемы сейсморазведочных работ 2D, которые составили 6 061 км. Объем сейсморазведочных работ 3D составил 4 312 км². За последние годы выросли качество таких работ, быстрота обработки и интерпретации данных. Это связано в первую очередь с внедрением новейших информационных технологий. Благодаря высокому качеству сейсморазведки успешность поисково-разведочного бурения по Группе составляет около 70%.

Объем электроразведки составил 246,5 км. Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 15 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2011 году составила 159 тыс. м. Эффективность геолого-разведочных работ сохраняется на высоком уровне – 1 076 т у. т. на метр проходки в бурении. В 2011 году закончены строительством 48 поисково-разведочных скважин, из них продуктивные – 33.

В 2011 году открыто 6 месторождений (Восточно-Ламбейшорское в Республике Коми, Никулинское в Пермском крае, Южно-Эйтянское в Западной Сибири, Южно-Становое и Юрьевское в Волгоградской области, Independance в Кот-д'Ивуаре), а также 20 новых залежей нефти на разрабатываемых месторождениях.

Увеличение доказанных запасов по стандартам SEC в результате геолого-разведочных работ и получения дополнительной информации при осуществлении эксплуатационного бурения составило 612 млн барр. н. э. Органический прирост

доказанных запасов нефти в России был получен в объеме 516 млн барр. (99% от суммарного прироста) и на международных проектах – 4 млн барр. (1% от суммарного прироста). По доказанным запасам газа органический прирост в России был получен в объеме 310 млрд фут³, 56% от суммарного прироста газа, и на международных проектах – 240 (44% от суммарного прироста газа). Затраты группы «ЛУКОЙЛ» на проведение геолого-разведочных работ в 2011 году составили 873 млн долл. с учетом доли в зависимых компаниях.

РОССИЯ

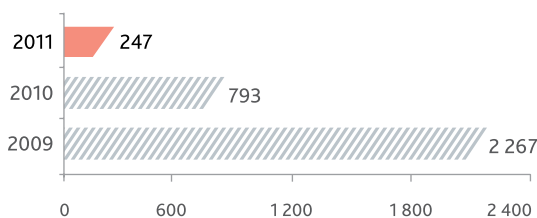
В 2011 году проходка в разведочном бурении на территории России составила 121 тыс. м, объем сейсморазведочных работ 2D – 5 463 км, объем сейсморазведочных работ 3D – 4 309 км². Затраты на геологоразведку составили 366 млн долл.

ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

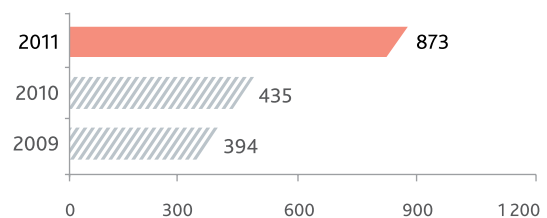
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является основным регионом нефтедобычи для группы «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.

Электроразведка, км



Затраты на геологоразведку, млн долл.



В 2011 году проходка в разведочном бурении составила 42,7 тыс. м. Закончено строительством 14 скважин, в том числе 12 продуктивных. Коэффициент успешности разведочного бурения составил 86%. Объем сейморазведочных работ 2D в регионе составил 907 км, сейморазведочных работ 3D – 1 936 км². Основные объемы работ проводились в периферийных частях крупных месторождений, с которыми связаны перспективы уточнения контуров нефтегазоносности и прогноз нефтенасыщенности толщин для постановки эксплуатационного бурения.

На территории региона в 2011 году было открыто 8 новых залежей на ранее открытых месторождениях. В результате проведения сейморазведочных работ 3D и разведочного бурения основной прирост извлекаемых запасов нефти получен на месторождениях Когалымском (+1,8 млн т) и Нонг-Еганском (+1,4 млн т). Доказанные запасы углеводородов Компании в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, по стандартам SEC, составили 7,3 млрд барр. н. э. (запасы 3P – 13,6 млрд барр. н. э.). На ряде месторождений были получены значительные притоки нефти.

На Свободном месторождении в поисковой скважине из отложений васюганской свиты получен приток нефти дебитом 857 барр./сут при динамическом уровне 1 846 м. При испытании разведочной скважины Тевлинско-Рускинского месторождения из юрских отложений получен фонтанный приток нефти дебитом 392 барр./сут на 6-мм штуцере.

На Восточно-Перевальном месторождении Надеждинского лицензионного участка пробурена разведочная скважина, получен приток нефти дебитом 400 барр./сут из ачимовских отложений. Скважина запущена в эксплуатацию.

В результате бурения поисковой скважины на Южно-Эйтянском поднятии в 2011 году открыто новое нефтяное месторождение. При испытании в колонне пласта Т1 тюменской свиты получен приток нефти дебитом 138 барр./сут.

ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ

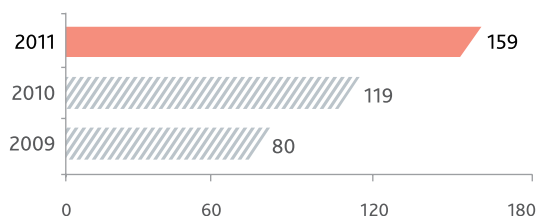
В Ямало-Ненецком автономном округе в рамках программы ускоренного роста добычи газа Компания занимается освоением запасов Большехетской впадины, а также Северо-Губкинского, Присклонового, Южно-Тарасовского нефтегазоконденсатных месторождений и Урабор-Яхинского и Ванско-Намысского участков.

Промышленные притоки газа и конденсата получены при опробовании скважин №304 и 2022 на Пякяхинском месторождении.

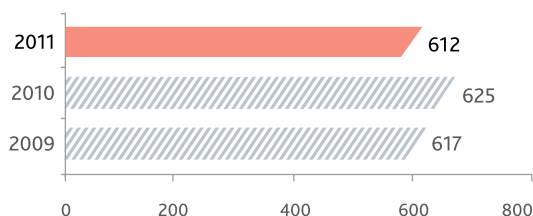
При опробовании скважины №304 выявлены 5 новых газоконденсатных залежей Пякяхинского месторождения. Наибольший дебит газа сепарации составил 123 тыс. м³/сут, стабильного конденсата – 124 барр./сут на 12-мм штуцере.

При опробовании скважины №2022 Пякяхинского месторождения получен фонтан газоконденсата.

Проходка в разведочном бурении, тыс. м



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



При проведении газоконденсатных исследований на 10,2-мм штуцере дебит газа сепарации составил 169,8 тыс. м³/сут, дебит стабильного конденсата – 122 барр./сут.

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 2011 году Компания уделяла большое внимание геолого-разведочным работам в этом регионе. Для уточнения геологических моделей залежей были проведены сейсморазведочные работы 2D в объеме 627 км и сейсморазведочные работы 3D в объеме 1 108 км². Объем разведочного бурения составил 20,9 тыс. м.

В **Республике Коми** было проведено поисково-разведочное бурение в объеме 17,0 тыс. м. Закончены строительством 3 скважины, все продуктивные. Успешность бурения составила 100%.

В Республике Коми открыто Восточно-Ламбейшорское месторождение. Две пробуренные скважины подтвердили наличие промышленной залежи нефти в рифогенных известняках задонского возраста. При испытании в открытом стволе получен приток чистой легкой нефти дебитом до 6,3 тыс. барр./сут. Извлекаемые запасы по категории C1+C2 открытого в 2011 году месторождения составили 21,9 млн т, запасы 3P – 53,0 млн барр.

В **Ненецком автономном округе** на Ошском месторождении завершено испытание разведочной скважины, из отложений среднедевонского возраста получен приток нефти дебитом 1 057 барр./сут.

Увеличение доказанных запасов углеводородов в 2011 году по международным стандартам в результате геолого-разведочных работ и получения дополнительной информации при осуществлении эксплуатационного бурения в Тимано-Печоре составило 96 млн барр.

ПРЕДУРАЛЬЕ

Для Компании Предуралье является традиционным регионом добычи, который характеризуется

высокой степенью разведанности запасов. Чтобы решить основные геологические задачи, в 2011 году в регионе было отработано 590 км сейсмопрофилей 2D и 341 км² 3D. Проходка в разведочном бурении составила 14,7 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 5 скважин, все продуктивные. Успешность поисковых работ составила 100%. Завершены бурением и начаты испытанием 2 скважины на Енапаевской и Забродовской площадях. Во всех скважинах при испытании получена нефть в продуктивных пластах дебитами от 22 до 435 барр./сут. В 2011 году было открыто новое месторождение – Никулинское, на котором в результате испытания получен приток нефти максимальным дебитом 0,4 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 17,7 тыс. м. В 2011 году в регионе было выполнено 1 634 км сейсморазведочных работ 2D и 225 км² сейсморазведочных работ 3D.

В **Волгоградской области** продолжалось бурение скважины №10 Авиловская и начато бурение разведочной скважины №8 Авиловская. Закончена строительством скважина №44 на Высоцком месторождении. При испытании в колонне тульских отложений получены притоки газа максимальным дебитом 290 тыс. м³/сут. Закончена строительством и скважина №6 Левобережная. При опробовании сеновского горизонта получен устойчивый фонтанный приток безводной нефти с газом дебитом 349 барр./сут, при опробовании хованского горизонта получен приток нефти дебитом 604 барр./сут. Открыто Юрьевское месторождение с запасами категории C1+C2 1 млн т.

По результатам дополнительных исследований в расконсервированных на Южно-Становой структуре скважинах №23 и 27 Нижнекоробковских, пробуренных в начале 2000-х годов, открыто новое,

Южно-Становое, месторождение с извлекаемыми запасами категории C1+C2 632 тыс. т. При опробовании бобриковских и евланово-ливенских отложений получены притоки чистой нефти дебитами до 250 барр./сут.

На **Центрально-Астраханском месторождении** продолжалось строительство скважины №3 Центрально-Астраханская. Забой на конец 2011 года составил 4 007 м. Спущена колонна. Освоение скважины запланировано на 2012 год. Продолжено проведение полевых сейсморазведочных работ 3D, за год выполнено 355 км².

В **Татарстане** на Агрызском лицензионном участке в поисковой скважине Ольгинского месторождения получен приток нефти дебитом 201 барр./сут. На Озерном лицензионном участке проведено испытание в эксплуатационной колонне бобриковского горизонта, получен приток вязкой нефти дебитом 57 барр./сут.

СЕВЕРНЫЙ КАСПИЙ



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

В **акватории Каспия** закончены строительством 2 скважины, обе продуктивные. Успешность поисково-разведочного бурения составила 100%.

Закончено строительство скважины №8-Ракушечная забоем 1 650 м. Получен промышленный приток нефти при испытании нефтенасыщенной части коллектора неокомской залежи, максимальный дебит составил 2 969 барр./сут. Испытана аптская нефтяная залежь, для интенсификации притока впервые в морских условиях проведен гидро-разрыв пласта (ГРП). Максимальный дебит нефти до ГРП составил 28 барр./сут, после ГРП – 282 барр./сут. Закончена бурением скважина №2 на структуре Сарматская забоем 3 330 м. По результатам бурения подтверждена продуктивность пласта и выявлено расширение контура газоносности. Проведены испытания в эксплуатационной колонне трех продуктивных пластов титонского яруса. При совместном испытании пластов II и III получены дебиты газа 400 тыс. м³/сут, конденсата – 618 барр./сут. При испытании пласта I получены дебиты газа 1 094 тыс. м³/сут, конденсата – 209 барр./сут. На Сарматском месторождении получен прирост запасов по категории C1 природного газа 55,6 млрд м³.

КАЛИНИНГРАДСКАЯ ОБЛАСТЬ

В 2011 году организации группы «ЛУКОЙЛ» проводили геолого-разведочные работы как на суше Калининградской области, так и на шельфе Балтийского моря. Объем бурения составил 3,3 тыс. м. Сейсморазведочные работы 2D выполнены в объеме 442 км на всех лицензионных участках с целью подготовки объектов под глубокое бурение.

Бурение поисковой скважины на структуре Д-41 приостановлено при забое 1 350 м до внесения изменений в проект на бурение с целью снижения технологических рисков при бурении ствола с большим отходом.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

Программа стратегического развития ОАО «ЛУКОЙЛ» предусматривает интенсивное развитие 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 2011 году проходка в разведочном бурении по проектам, в которых участвует Группа, составила 37 855 м. Объем сейсморазведочных работ 2D по этим проектам составил 598 км, 3D – 3,98 км². Затраты на геологоразведку составили 507 млн долл. По состоянию на конец 2011 года группа «ЛУКОЙЛ» проводила геолого-разведочные работы в 11 странах мира за пределами России – в Казахстане, Саудовской Аравии, Египте, Узбекистане, Румынии, Вьетнаме, Колумбии, Венесуэле, Кот-д’Ивуаре, Гане и Сьерра-Леоне. Завершено строительством 11 скважин, из них 3 – продуктивные.

В 2011 году в **Узбекистане** на структуре Шега Кунградского участка закончена бурением третья разведочная скважина. По результатам проведенных исследований в открытом стволе прибором MDT получены притоки газа. В 2012 году планируется завершить испытание скважины Шега-3 и принять решение о продолжении работ.

По **Кандымскому блоку** закончена бурением скважина Кувачи-7 и Парсанкуль-9. При испытаниях скважины Кувачи-7 получены промышленные притоки газа с конденсатом дебитом до 165 тыс. м³/сут. Испытание скважины Парсанкуль-9 будет проведено в 2012 году. Начата бурением скважина Парсанкуль-10. Подготовлен проект сейсморазведочных работ 2D и 3D, проводится выбор подрядчика на их проведение.

По проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** в 2011 году завершено бурение и проведены испытания скважины Шамолтегмас-4. Досрочно выполнены полевые сейсморазведочные работы 2D в объеме 598 км. Получены притоки газа максимальным дебитом до 198 тыс. м³/сут. В декабре 2011 года была начата бурением поисковая скважина Шурдарье-2. В 2012 году планируется завершить строительство скважины Шурдарье-2, пробурить скважину Навруз-1, начать сейсморазведочные работы 3D и подготовить рекомендации по заложению оценочного бурения на структурах Шурдарье и Навруз.

В рамках проекта **Арал в узбекской части Аральского моря** завершена оценка перспек-

тив восточной части Арала по результатам пробуренной скважины Шагала-1. В ходе испытаний скважины притока углеводородов не получено. В августе 2011 года одобрена программа дальнейших работ, включающих бурение поисково-оценочных скважин. В апреле 2011 года завершена начальная стадия разведочного периода. Минимальная программа работ выполнена в полном объеме и в установленные сроки. Проводится подготовка к бурению в 2012 году оценочной скважины на месторождении Западный Арал и поисковой скважины на структуре Умид. Подготовлены паспорта структур Умид, Ак-Тепе. В 2011 году ЛУКОЙЛ увеличил свою долю в проекте до 26,6%.

По проекту **Западная Курна-2 в Ираке** в 2011 году начаты полевые работы по проведению сейсморазведки 3D и интерпретация результатов (объем работ по контракту – 540 км²). Выполнен ряд научно-исследовательских работ, а также работы по построению петрофизической модели месторождения. Выполнена расконсервация скважины WQ-11. Получен дебит нефти 6 686 барр./сут. В 2012 году планируется продолжить работы по расконсервации скважин, завершить работы по сейсморазведке 3D, испытанию и исследованию керна исторических скважин, по подготовке кустовых площадок и подъездных дорог. Планируется также начать бурение разведочной скважины и первой очереди эксплуатационных скважин.



На шельфе Западной Африки (по проектам в **Кот-д’Ивуаре** и **СТРДВ в Республике Гана**) завершены строительством 5 поисково-разведочных скважин, в том числе одна продуктивная (Independance-1X), в одной скважине (Buffalo-1X, блок CI-205) получен непромышленный приток нефти.

Пробуренная на блоке **СІ-401** скважина Independence-1X глубиной 4,1 тыс. м при глубине воды 1,7 тыс. м установила нефтенасыщенные песчаные пласты-коллектора в отложениях турона (3 799 – 3 815 м). Доказанный этаж нефтеносности составляет 53 м. Анализ полученных результатов показывает, что скважина является первооткрывательницей залежи нефти в песчаниках туронского возраста.

По проекту **Рияд (Блок А) в Саудовской Аравии** планом оценочных работ было предусмотрено бурение 5 оценочных скважин на месторождениях Тухман и Мушаиб, а также выполнение сейсморазведочных работ 3D объемом более 1 500 км². В 2011 году с целью поиска экономически рентабельных технологий разработки низкопроницаемых газовых коллекторов была выполнена научно-исследовательская работа по изучению технологий добычи трудноизвлекаемого газа месторождения Тухман. В настоящее время готовятся совместные с Сауди Арамко предложения для переговоров с правительством Саудовской Аравии по вопросу изменения контрактных условий с целью экономически целесообразного продолжения работ по проекту. Решение по дальнейшей работе по проекту ожидается принять в течение 2012 года.

В рамках проекта на участке **WEEM Extension в Египте** завершены обработка и интерпретация данных сейсморазведки 3D 2010 года вместе с материалами прошлых лет, уточнена ресурсная база и подготовлены паспорта на бурение бокового ствола скважины WEEM-A2-ST2 и скважины WEEM-A3. По результатам проведенного тендера бурение перенесено на 2012 год из-за отсутствия буровых мощностей в 2011 году.

В феврале 2011 года ЛУКОЙЛ, Vanco International и Национальное агентство по минеральным ресурсам **Румынии** подписали концессионные соглашения на разведку и разработку двух блоков в румынском секторе Черного моря – **EST Rapsodia** и **Trident**. Глубина моря в пределах участков изменяется от 100 до 1 200 м. Площадь каждого блока составляет 1 000 км². Соглашения вступили в силу с ноября 2011 года. Минимальная программа работ обязательной фазы I по каждому из блоков включает проведение сейсморазведочных работ 3D в объеме 1 000 км², AVO-анализ, бассейновое моделирование и бурение одной скважины. В 2011 году

приобретены региональные сейсмические данные 2D прошлых лет в объеме 13 тыс. км, материалы по шести морским скважинам Румынии и Украины, 9 геологических отчетов и база данных сейсмической изученности северо-западной части Черного моря. В 2012 году планируется проведение сейсморазведочных работ 3D в объеме 2 000 км².

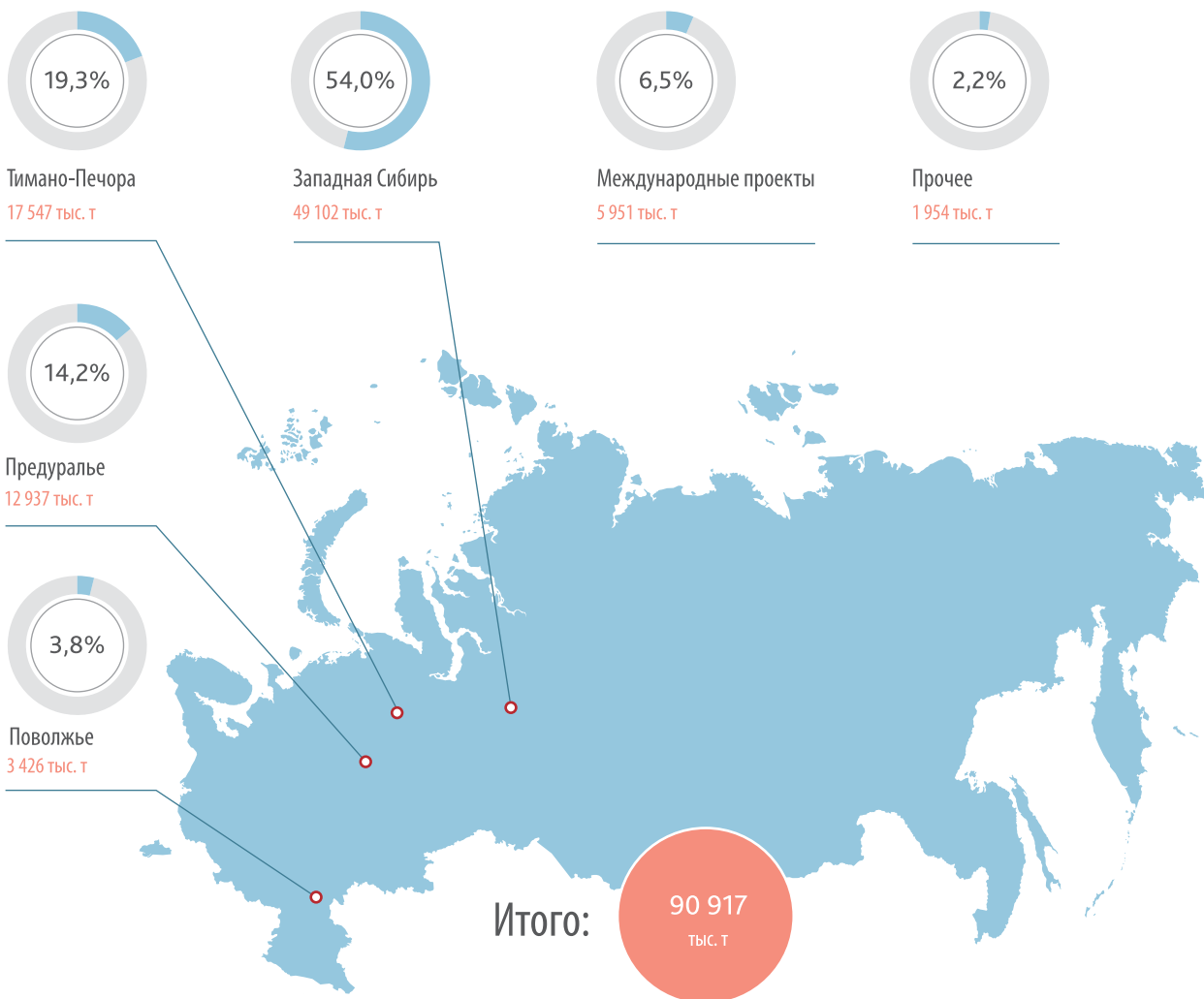
В апреле 2011 года Группа приобрела у компании Quad Energy S.A. 50% в соглашении о разделе продукции по морскому блоку **Hanoi Trough-02 (HT-02) во Вьетнаме**. Блок площадью 1 185 км² расположен на суше и мелководье Южно-Китайского моря на расстоянии около 50 км от порта Хайфон и 1 500 км от разрабатываемых месторождений шельфа Южного Вьетнама. Глубина воды до 23 м. В 2012 году планируется выполнить работы по анализу данных, полученных по блоку и на смежных площадях, подготовить рекомендации по дальнейшим геолого-разведочным работам и в зависимости от результатов провести сейсморазведочные работы 3D или 2D, а также пробурить третью скважину.

В июле 2011 года ЛУКОЙЛ приобрел у компании Oranto Petroleum 49% в соглашении по разведке и разработке морского глубоководного блока **SL-5-11 в акватории Республики Сьерра-Леоне**. Блок SL-5-11 площадью 4 022 км² расположен на шельфе и континентальном склоне Атлантического океана на глубине моря от 100 до 3 300 м. До приобретения на блоке выполнены сейсмические исследования 2D и 3D на площади 1 500 км², выявившие несколько перспективных структур, включая структуры Лион и Саванна. Блок приурочен к геологическому бассейну «Сьерра-Леоне – Либерия», в котором в последние годы открыто несколько крупных нефтяных месторождений. В 2012 году планируется проведение электроразведочных работ 2D, переобработка материалов сейсморазведки 3D, подготовка поискового бурения.

Группой принято решение по выходу из проектов **Тюб-Караган** (в 2011 году пробурена вторая разведочная скважина Тюб-Караган №2, не выявившая промышленных скоплений углеводородов) и **Жамбай-Забурунье** (в связи с отсутствием бурового подрядчика, способного оказывать услуги по строительству скважин в существующих условиях) в **Казахстане**.

Разработка месторождений и добыча нефти

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ В 2011 ГОДУ



Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) в 2011 году составила 90 917 тыс. т (1 840 тыс. барр./сут).

В 2011 году на показателях негативно сказалось снижение добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, обеспечивающих 54% общей добычи Компании. Снижение связано в первую очередь с объективными изменениями в структуре извлекаемых запасов. Однако за счет совершенствования систем поддержания пластового давления, новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов и бурения горизонтальных скважин Компании удалось достичь стабилизации добычи в Западной Сибири начиная с середины отчетного года (см. раздел «Стабилизация добычи в Западной Сибири»).

Кроме того, отрицательно на уровне добычи сказалось падение добычи в Тимано-Печоре из-за снижения дебитов скважин в результате роста обводненности и уменьшения извлекаемых запасов. В отчетном году произошел пересмотр параметров геологической модели Южно-Хыльчююского месторождения, что нашло свое отражение как в операционных, так и финансовых результатах Группы. С целью стабилизации добычи нефти на Южно-Хыльчююском месторождении на 2012 год разработаны и утверждены дополнительные мероприятия, включающие бурение боковых стволов, а также внедрение 12 систем одновременно-раздельной закачки.

В 2011 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществлялась на 358 месторождениях в России и 34 зарубежных месторождениях, расположенных в 4 странах мира. За год начата добыча углеводородного сырья на 3 новых месторождениях на территории РФ и на одном месторождении в Узбекистане. В отчетном периоде на 18 месторождениях Группы добыча нефти выросла по сравнению с 2010 годом более чем на 50 тыс. т. Максимальные приросты добычи нефти (более 200 тыс. т) достигнуты на 4 месторождениях, обеспечивших общий прирост годовой добычи нефти объемом около 1 млн т.

По состоянию на 1 января 2012 года эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составил

30,84 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 26,97 тыс.), фонд нагнетательных скважин – 10,96 тыс. (в том числе под закачкой – 8,75 тыс.). По сравнению с 2010 годом эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 1,6%, при этом фонд нагнетательных скважин – на 6,0%, что привело к повышению эффективности добычи. Доля неработающего фонда в эксплуатационном осталась практически неизменной по сравнению с концом 2010 года и составила 12,5%. Средний дебит нефтяных скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 13,8 т/сут.

В отчетном периоде объемы проходки в эксплуатационном бурении составили 2 953 тыс. м, что на 8% больше показателя 2010 года. В эксплуатацию введено 1 006 новых добывающих скважин, в том числе 235 горизонтальных. 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 32,4 т/сут, в том числе средний дебит новых горизонтальных скважин – 49,8 т/сут.

Доля горизонтальных скважин в общем числе новых скважин, введенных на территории Российской Федерации, увеличилась с 11,5% в 2010 году до 24,9% в 2011 году.

В 2011 ГОДУ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ БЫЛ ОСУЩЕСТВЛЕН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОРЫВ, ПОЗВОЛИВШИЙ ПОВЫСИТЬ ПРОГНОЗ ЭКОНОМИЧЕСКИ РЕНТАБЕЛЬНОГО ВВОДА В РАЗРАБОТКУ В 2012–2021 ГОДАХ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ В 3,6 МЛРД БАРР. НЕФТИ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РФ.

Одной из ключевых технологий, внедренных в 2011 году, стало бурение горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта (ГРП). По итогам отчетного года введено 96 скважин с многозонным ГРП, добыча нефти составила 637 тыс. т. Средний дебит нефти – 56,3 т/сут. По результатам внедрения указанной технологии на Урьевском и Тевлинско-Русскинском месторождениях внесены значительные коррективы в планы



их разработки, увеличился проектный коэффициент извлечения нефти, доходность данных инвестиционных проектов значительно повысилась. Кроме того, при строительстве горизонтальных скважин в промышленных масштабах внедрен расширенный комплекс LWD, позволяющий в режиме реального времени осуществлять проводку горизонтальных скважин в продуктивных пластах, обеспечивая тем самым максимальный контакт с коллектором.

БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПОЗВОЛИЛО В 2–4 РАЗА ПОВЫСИТЬ ДЕБИТЫ ПО НЕФТИ (ПО ОТНОШЕНИЮ К ПРОБУРЕННЫМ РАНЕЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ НА ГЛИНИСТО-ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРАХ), ПРИ ЭТОМ УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ СОКРАТИЛИСЬ НА 30%.

В отчетном году Компания несколько увеличила технологическую эффективность бурения вторых стволов и объем их бурения. Стабильно высокая эффективность в первую очередь обусловлена подготовкой научно обоснованных мини-проектов с применением гидродинамического моделирования, а также 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 2011 году вторые стволы были пробурены в 241 скважине со средним приростом дебита 20,4 т/сут.

Эффективность работ по гидравлическому разрыву пласта на скважинах Компании в 2011 году сопоставима с аналогичным показателем 2010 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 гидродинамических моделей, усиления контроля за качеством применяемых сервисными компаниями материалов и реагентов.

В 2011 было проведено 4 894 операции по воздействию на продуктивные пласты физическими, химическими, гидродинамическими и тепловыми методами.¹ Дополнительная добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи пластов в России составила 22,3 млн т, или 26% от суммарной добычи Группы в стране.



¹ см. раздел «Технологии в сфере геологоразведки и добычи»



РОССИЯ

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» на территории России в 2011 году составила 84 966 тыс. т, в том числе дочерними обществами – 84 609 тыс. т.

В 2011 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России осуществлялась на 358 месторождениях. Объемы эксплуатационного бурения в России выросли на 9,1% и составили 2 493 тыс. м. Эксплуатационный фонд скважин на конец 2011 года составлял 28,93 тыс. скважин, в том числе 25,24 тыс. дающих продукцию.

ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

В отчетном году 54% общей добычи группой «ЛУКОЙЛ» обеспечили месторождения Западной Сибири. Добыча в регионе несколько снизилась по сравнению с 2010 годом и составила 49,1 млн т. За счет применения новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов и бурения горизонтальных скважин Компании удалось

стабилизировать добычу в регионе с середины 2011 года. 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.

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

Добыча нефти на **Восточно-Перевальном месторождении**, введенном в эксплуатацию в 2007 году, выросла по сравнению с 2010 годом на 40%, до 0,9 млн т. Рост добычи нефти обусловлен как вводом новых скважин (39 скважин со средним дебитом 36,6 т/сут), так и работой новых скважин предыдущего года (в 2010 году на месторождении было введено 29 скважин со средним дебитом 37 т/сут). Отраслевой программой развития бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча»

на месторождении предусмотрен ввод еще 46 новых скважин в 2012–2013 годах, из них 4 горизонтальные. С целью повышения нефтеотдачи и повышения коэффициента нефтеизвлечения на месторождении проводятся опытно-промышленные работы по водогазовому воздействию на пласт. Максимального уровня годовой добычи на месторождении планируется достичь в 2013 году.

Добыча нефти на **Урьевском месторождении**, введенном в эксплуатацию в 1978 году, выросла на 8,1%, до 3,1 млн т. Увеличение добычи нефти на месторождении обеспечено за счет эксплуатационного бурения: введено 90 новых добывающих скважин со средним дебитом нефти 38 т/сут, в том числе 35 горизонтальных со средним дебитом нефти 61 т/сут. Для поддержания уровней добычи

по переходящему фонду скважин в 2011 году на месторождении пробурено 11 вторых стволов со средним приростом дебита нефти 19,6 т/сут, что позволило дополнительно добыть 22,3 тыс. т нефти. Продолжается работа по формированию системы поддержания пластового давления, в отчетном году введено под закачку 75 новых нагнетательных скважин.

Проектный фонд скважин, оставшийся для бурения, по состоянию на 1 января 2012 года составляет 802 скважины – 493 добывающие и 309 нагнетательные. Отраслевой программой развития бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» с 2012 по 2017 годы на месторождении предусмотрен ввод 117 новых добывающих скважин из эксплуатационного бурения.



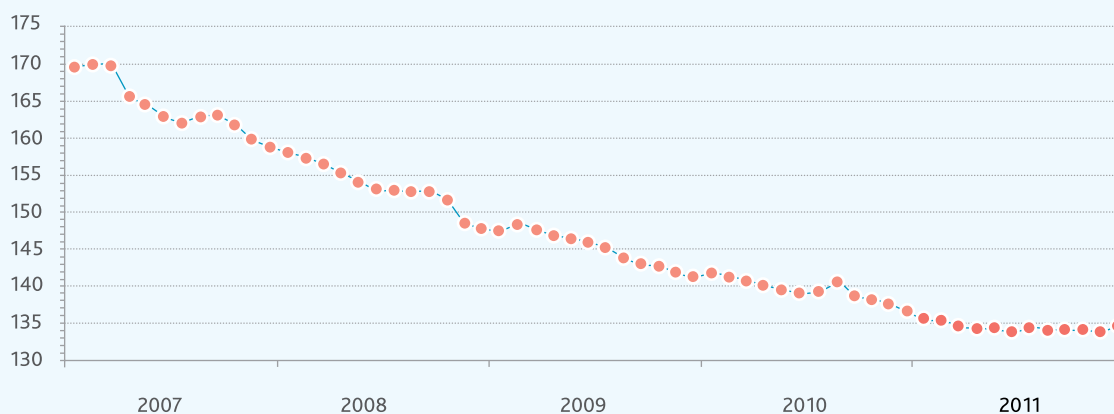
Стабилизация добычи в Западной Сибири. Опыт Предуралья

Западная Сибирь – один из ключевых регионов добычи ОАО «ЛУКОЙЛ». Так, в 2011 году в регионе добыто 49,1 млн т, или 54% от общей добычи Группы. Однако большая часть месторождений региона находится в разработке в течение длительного времени и характеризуется высоким уровнем выработанности запасов. Максимальная добыча Компанией в регионе составила 59,9 млн т в 2007 году. В 2008–2010 годах среднегодовое снижение добычи в Западной Сибири составляло 5,3%. В 2011 году нам удалось снизить темпы падения добычи: с середины года была достигнута ее стабилизация.



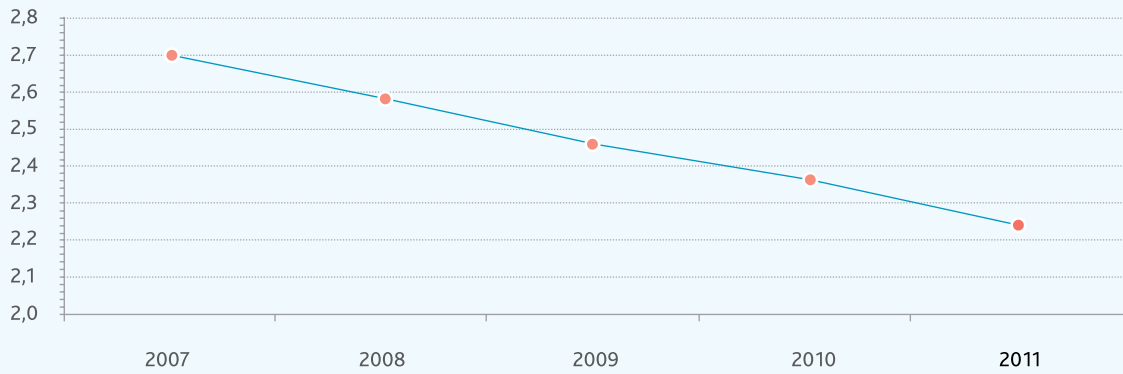
Компания добилась такого результата, проводя планомерные действия по нескольким направлениям:

Западная Сибирь. Добыча нефти, тыс. т/сут

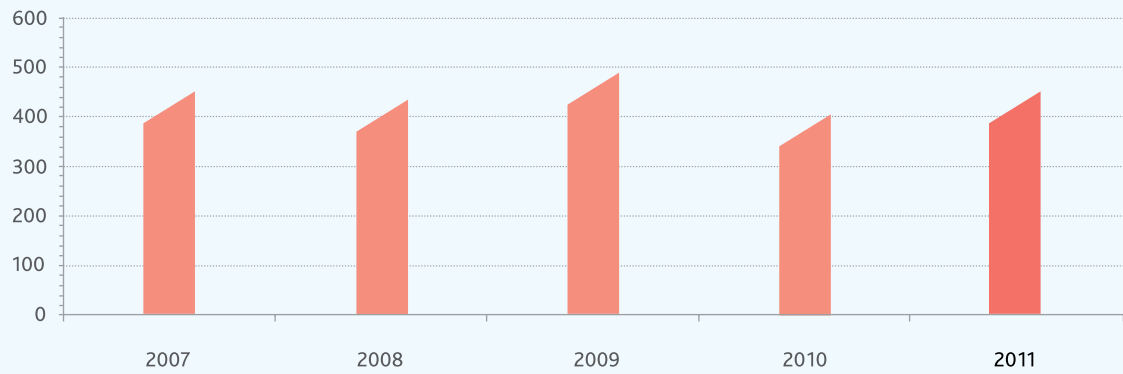


Была значительно усилена система поддержания пластового давления. Ежегодный ввод составил в среднем 450 нагнетательных скважин. Фонд добывающих скважин за пятилетний период вырос незначительно, на 4%, количество же нагнетательных скважин увеличилось на 20%. В результате уменьшилось отношение количества добывающих скважин к нагнетательным, что способствовало снижению потерь добычи нефти и оптимизации выработки запасов.

Западная Сибирь. Отношение количества добывающих скважин к нагнетательным

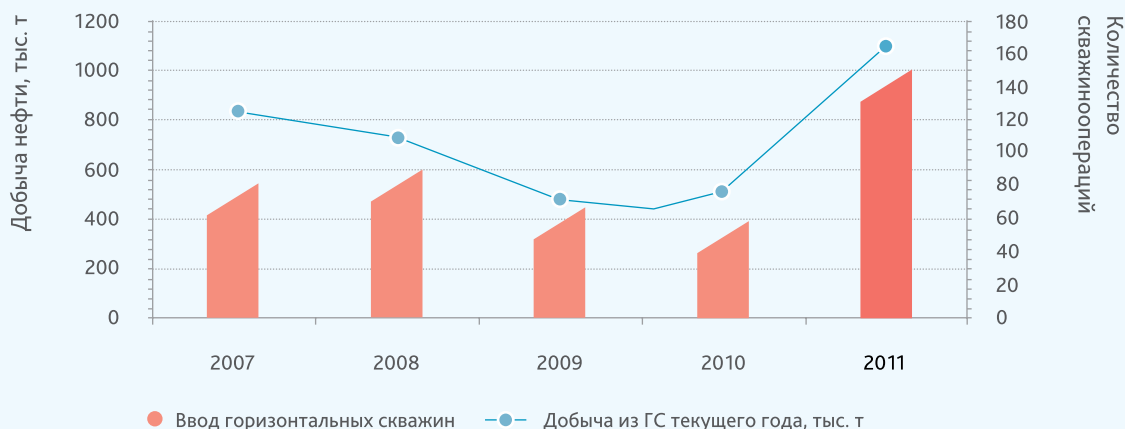


Западная Сибирь. Ввод нагнетательных скважин, шт.



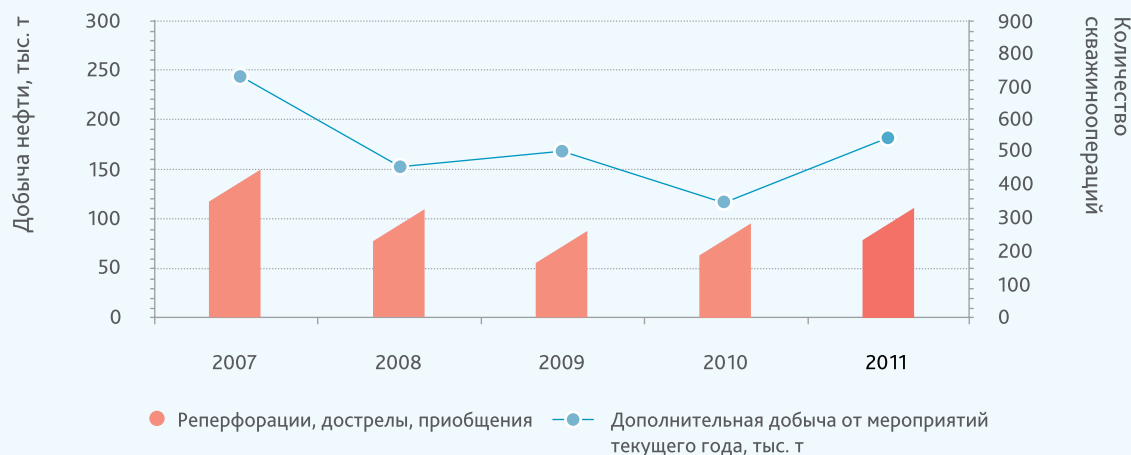
В 2011 году в регионе резко увеличилось горизонтальное бурение: по итогам года были введены 153 высокоэффективные горизонтальные скважины против 59 в 2010 году. Кроме того, проведено 96 операций многозонного гидроразрыва пласта при горизонтальном бурении. Средний дебит новых скважин при этом превысил 56 т/сут.

Западная Сибирь. Ввод горизонтальных скважин и добыча из них

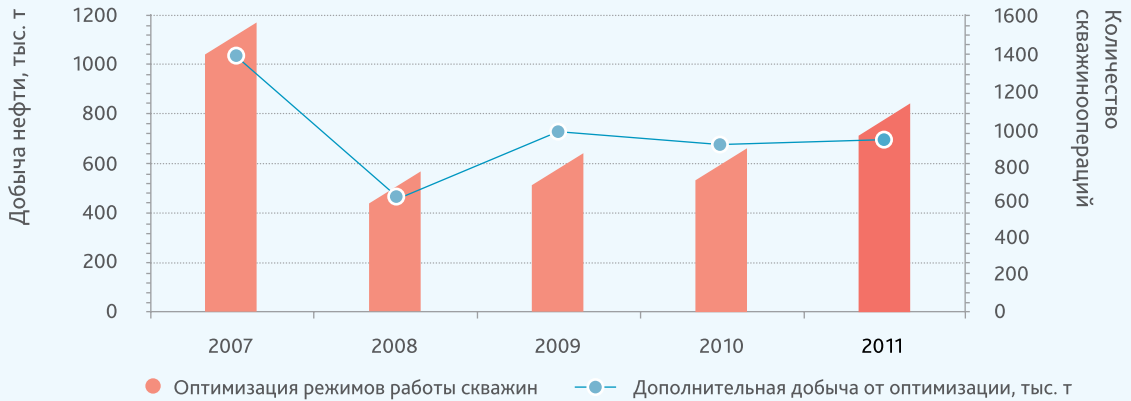


По сравнению с 2010 годом выросло количество низкозатратных геолого-технических мероприятий – реперфораций, дострелов, оптимизаций режимов работы скважин.

Западная Сибирь. Геолого-технические мероприятия по ПНП

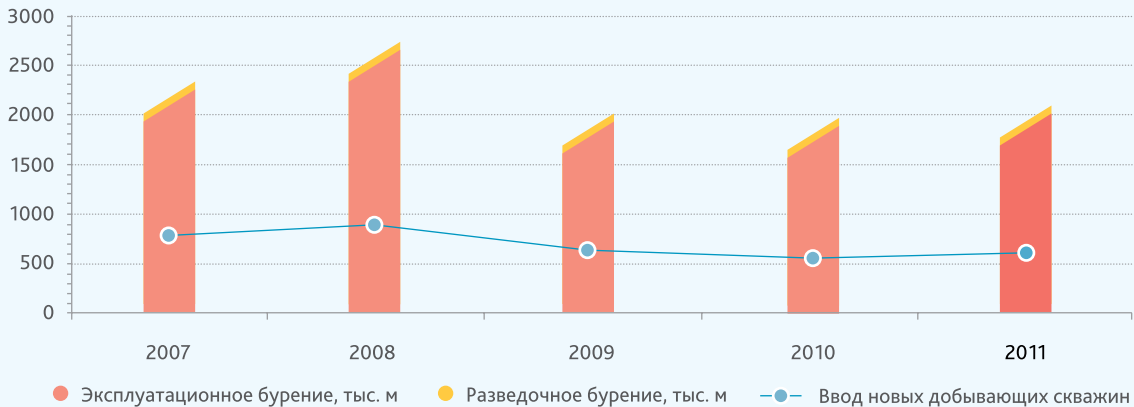


Западная Сибирь. Оптимизация работы скважин



Благодаря использованию новых технологий бурения в 2011 году выросла добыча нефти из новых скважин при уменьшении общего их количества.

Западная Сибирь. Бурение и ввод скважин



Западная Сибирь. Добыча из новых скважин



Группа «ЛУКОЙЛ» и дальше планирует концентрировать свои усилия на поддержании стабильного уровня добычи в регионе, увеличивая инвестиции в создание и применение новейших технологий, повышение эффективности разведки и разработки месторождений. Программа стратегического развития Компании на 2012–2021 годы предусматривает дальнейшую стабилизацию добычи нефти в Западной Сибири в ближайшие годы, а с 2016 года – ее рост за счет ввода новых месторождений.

ОПЫТ ПРЕДУРАЛЬЯ

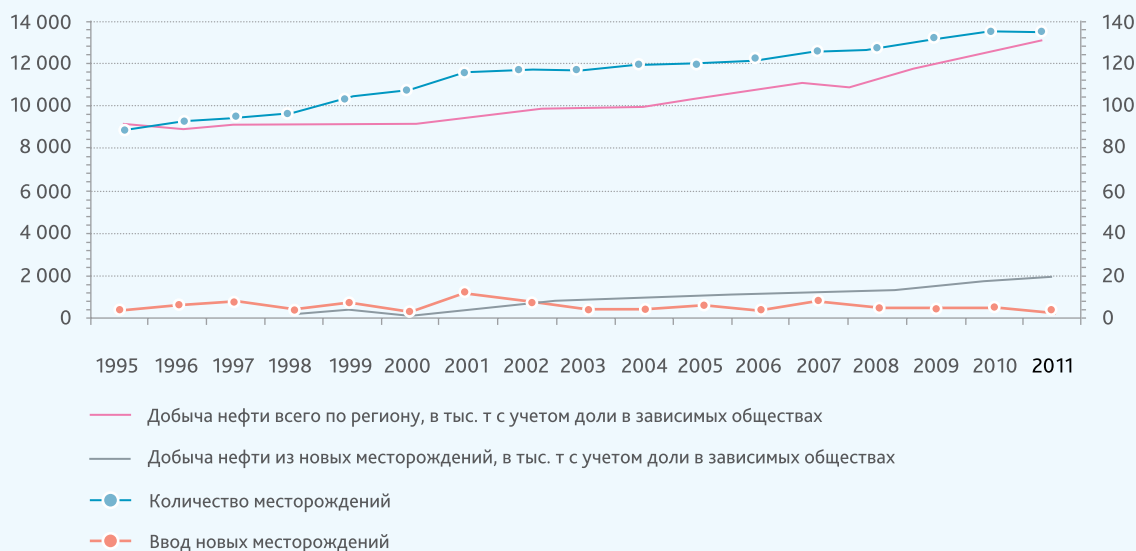
Еще один традиционный для Компании регион – Предуралье – уже на протяжении многих лет показывает стабильный рост добычи. В 2011 году в Предуралье добыто 12,9 млн т, или 14,2% от общей добычи Группы.

С 1995 по 2011 год в Предуралье Компанией введено в разработку 51 новое месторождение. На 1 января 2012 года в разработке находятся 133 месторождения. Наблюдается стабильный рост добычи нефти – с 9,3 млн т в 1995 году до 12,9 млн т в 2011 году. Такие показатели были достигнуты благодаря следующим причинам:

- Ежегодный ввод в эксплуатацию в среднем 2–3 новых месторождений
- Планомерное увеличение доли добычи нефти из новых месторождений, введенных за этот период (в 2011 году почти 2 млн т)
- Проведение эффективных геолого-технических мероприятий (эксплуатационное бурение, бурение боковых стволов, ГРП) за счет внедрения комплексных программ повышения нефтеотдачи пластов и детализации принятия решения по основным видам геолого-технических мероприятий до уровня многоскважинного сектора.

Это позволило существенно увеличить добычу нефти на ряде крупных месторождений региона (Уньвинское, Сибирское, Гагаринское, Курбатовское, Гарюшкинское).

Добыча нефти и ввод новых месторождений по региону Предуралье



ТИМАНО-ПЕЧОРА

В 2011 году Тимано-Печорская нефтегазовая провинция обеспечила 19,3% добычи Компании. Добыча в этом регионе сократилась на 17,1% и составила 17,5 млн т. Сокращение добычи вызвано снижением добычи на Южно-Хыльчюском месторождении. Однако Тимано-Печора остается перспективным регионом добычи для ОАО «ЛУКОЙЛ». Так, в 2011 году Компания и ОАО АНК «Башнефть» создали совместное предприятие по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова. Кроме того, 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 318 млн барр. (запасы ЗР – 540 млн барр.). Добыча на месторождении осуществляется в основном шахтным способом. В 2011 году были начаты опытно-промышленные работы по усовершенствованию термошахтного способа с применением новейшего бурового станка, позволяющего бурить подземные скважины протяженностью до 800 м, что более чем в 2,5 раза превышает длину традиционных подземных скважин. Таким образом, применение нового бурового станка в сочетании с внедрением комбайнов при горнопроходческих работах позволит заметно сократить затраты на подготовку уклонных блоков к разработке и повысить производительность труда.

На Лыаельской площади месторождения за отчетный период выполнено бурение 5 пар добывающих и нагнетательных скважин с горизонтальным заканчиванием и протяженностью ствола до 1 100 м. 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 Канаде, и показала свою эффективность на опытно-промышленном участке.

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения была введена в эксплуатацию в 1977 году.

По состоянию на 1 января 2012 года доказанные запасы пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения, по стандартам SEC, составили 430 млн барр. (запасы ЗР всего месторождения – 680 млн барр.). Залежь характеризуется крайне неоднородным строением карбонатного коллектора, содержит высоковязкую нефть и является объектом применения тепловых методов разработки. Основная часть запасов залежи разрабатывается на естественном режиме. С целью повышения коэффициента извлечения нефти осуществляются 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 более 6,1 млн т.

Впервые в условиях залежи введен в опытную эксплуатацию участок с площадным тепловым воздействием на пласт в системе горизонтальных скважин. В 2012 году планируется начать эксперимент по испытанию технологии перпендикулярного термогравитационного дренирования пласта.

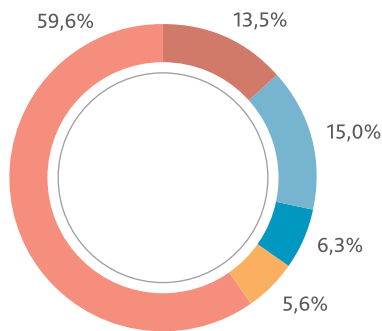
Максимальный прирост добычи нефти в Тимано-Печорском регионе обеспечен на **Южно-Юрьянском месторождении**. В 2011 году по сравнению с предыдущим годом прирост добычи нефти по месторождению составил 214,4 тыс. т (+233%). Увеличение добычи обеспечено за счет ввода скважин из бурения – в эксплуатацию введено 6 новых эксплуатационных скважин со средним дебитом нефти 204,3 т/сут.

В 2012 году планируется ввод в добычу 5 новых скважин. Отраслевой программой развития бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» предусмотрено сохранение высоких темпов разработки месторождения и дальнейшее увеличение уровней добычи нефти.

ПРЕДУРАЛЬЕ

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» в Предуралье выросла до 12,9 млн т, или на 3,5%, в том числе благодаря применению новых технологий, таких как бурение вторых стволов, радиальное

Распределение эксплуатационного бурения по регионам (2011)

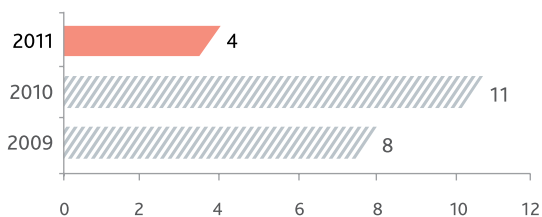


- Западная Сибирь (в том числе Большехетская впадина)
- Тимано-Печора
- Предуралье
- Прочие
- Международные проекты

бурение и кислотный гидроразрыв пласта. На Предуралье пришлось 14,2% всей добычи Компании по сравнению с 13,0% в 2010 году.

На **Уньвинском месторождении**, являющемся приоритетным для Компании в регионе, добыча нефти в 2011 году выросла на 9,8% и составила 1,7 млн т. Увеличение добычи обеспечено в основном за счет широкого применения современных технологий повышения нефтеотдачи пластов, а также эксплуатационного бурения. Пробурено 10 боковых стволов со средним дебитом нефти 22 т/сут, проведено 17 операций по гидроразрыву пласта со средним приростом 14,3 т/сут.

Ввод в эксплуатацию новых месторождений, шт.



На 6 скважинах применена технология радиального бурения (средний прирост составил 9,9 т/сут). Из эксплуатационного бурения выведено 5 новых скважин со средним дебитом нефти 33 т/сут, в том числе 1 с горизонтальным окончанием со средним дебитом 60,5 т/сут. Реализация данных мероприятий позволила повысить средний дебит действующего фонда до 17 т/сут против 15 т/сут в 2010 году.

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.

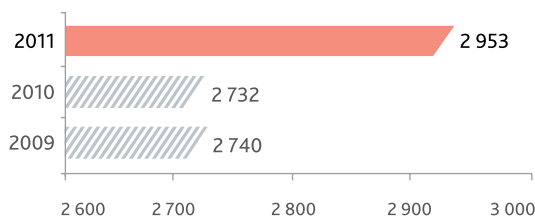
ПОВОЛЖЬЕ

Добыча нефти на территории Поволжья в 2011 году выросла на 9,2% по сравнению с 2010 годом и составила 3,4 млн т.

Основным фактором роста добычи в регионе стала разработка **месторождения им. Ю. Корчагина**. Месторождение было введено в 2010 году и 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.

В 2011 году годовая добыча нефти по месторождению выросла до 338,1 тыс. т. Увеличение добычи нефти обеспечено за счет эксплуатационного

Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м



бурения – введены 3 новые скважины. Длина горизонтальной части ствола скважин достигла более 1 000 м. Средний дебит нефти новых скважин составил 432 т/сут. Добыча нефти из новых скважин за отчетный период составила 215,4 тыс. т.

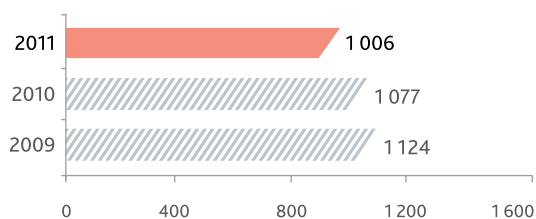
В рамках технического перевооружения бурового комплекса морской платформы им. Ю. Корчагина циркуляционная система бурового раствора модернизирована для возможности работы с буровым раствором на инвертной основе, что позволит осуществлять бурение горизонтальных скважин сверхпротяженной длины, более 5 км.

На 2012 год запланировано пробурить и ввести в эксплуатацию одну газопоглощающую и четыре добывающие скважины, при этом длина горизонтального участка будет достигать до 4 000 м. Всего на месторождении им. Ю. Корчагина проектом предусматривается бурение 33 добывающих скважин до 2017 года. Максимальный прогнозный уровень добычи нефти более 2,4 млн т, газа – около 1,0 млрд м³.

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

Добыча нефти по международным проектам в доле группы «ЛУКОЙЛ» составила 5 951 тыс. т, что на 4,4% меньше уровня 2010 года. Снижение объемов добычи произошло в основном за счет активов Кумколь, КаракудукМунай в Казахстане, Юго-Западный Гиссар в Узбекистане, Мелейя в Египте и Шах-Дениз в Азербайджане.

Ввод в эксплуатацию новых нефтяных скважин, шт.

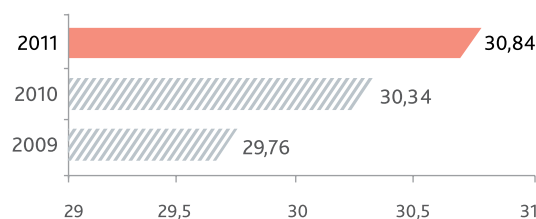


Проходка в эксплуатационном бурении по международным проектам Компании выросла на 3,0% по сравнению с 2010 годом и составила 459,8 тыс. м. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 9,6% и составил 1 905 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 1 728. По международным проектам, в которых участвует Группа, было введено в эксплуатацию 267 новых добывающих скважин.

По проекту **Тенгиз в Казахстане** добыча по доле Группы практически не изменилась и составила 1 292 тыс. т. По итогам 2011 года уровень утилизации газа составил 99,2%. Выполнено 25 геологических мероприятий, прирост добычи от которых составил более 1,5 млн т. Это позволило обеспечить полную загрузку существующих заводских мощностей по подготовке нефти и газа. Завершены работы стадии Pre-FEED по проекту оптимизации завода второго поколения, который предусматривает повышение надежности и мощности до уровня 41,8 тыс. т/сут, и проекту управления устьевым давлением, который предусматривает продление периода полной загрузки существующих заводских мощностей по подготовке нефти и газа за счет строительства системы повышения давления (перекачивающей станции).

По проекту **Карачаганак в Казахстане** в 2011 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 завершено бурение 3 новых горизонтальных скважин, одна из них введена в эксплуатацию. Введена в эксплуатацию четвертая технологическая линия стабилизации

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. шт.



и очистки на Карачаганакском перерабатывающем комплексе. Фактическая мощность стабилизации составила на конец 2011 года 27,4 тыс. т/сут стабильного конденсата и нефти, при этом достигнут рекордный уровень суточной закачки газа в пласт – 25,4 млн м³/сут.

По проекту **Кумколь в Казахстане** добыча нефти снизилась почти на 15% и составила 1,25 млн т (по доле участия) в результате того, что месторождение находится на поздней стадии добычи. В 2011 году было введено 66 новых эксплуатационных скважин со средним дебитом 22,9 т/сут. Велась активная работа по совершенствованию системы утилизации попутного газа. Проведена защита авторского надзора за реализацией технологической схемы разработки месторождения Восточный Кумколь.

По проекту **КаракудукМунай в Казахстане** добыча составила 696 тыс. т (по доле участия), снизившись на 3% по сравнению с прошлым годом в результате естественного старения месторождений. В 2011 году были введены в эксплуатацию 2 новые скважины средним дебитом 26,9 т/сут, пробурено 7 боковых стволов.

Продолжалась активная разработка месторождения **Северные Бузачи в Казахстане**. Добыча группы «ЛУКОЙЛ» по доле участия практически не изменилась и составила 493 тыс. т. В 2011 году введены в эксплуатацию 153 новые эксплуатационные скважины (в том числе 50 – горизонтальные) со средним дебитом 10,3 т/сут. В отчетном году завершены строительство и ввод в эксплуатацию 5 перекачивающих станций. Пробурены и запущены в работу

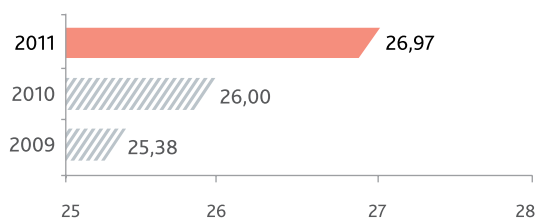
3 горизонтальные скважины и 8 боковых горизонтальных стволов. Продолжается развитие программы утилизации попутного газа.

Добыча по проекту **Арман в Казахстане** составила 19,1 тыс. т, что на 9,1% меньше, чем в 2010 году. В 2011 году с целью решения проблемы обеспечения электроэнергией в рамках газовой программы была освоена под добычу газа одна скважина.

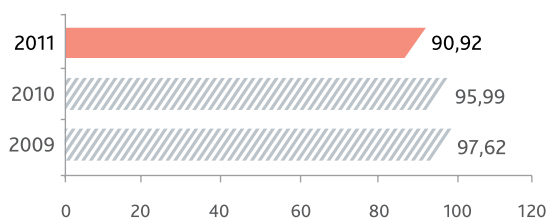
На месторождениях **Алибекмола и Кожасай (проект Казахойл Актобе в Казахстане)** добыча нефти выросла на 16,9% по сравнению с 2010 годом и составила 285,2 тыс. т. Было введено в эксплуатацию 20 новых скважин со средним дебитом 52,9 т/сут. В отчетном периоде была проведена реконструкция пункта подготовки и прокачки нефти на месторождении Алибекмола, завершён капитальный ремонт участка добычи нефти на месторождении Кожасай. Были продолжены работы в рамках реализации проекта по утилизации попутного нефтяного газа.

По проекту **Шах-Дениз в Азербайджане** добыча газового конденсата снизилась на 9,3%, до 135,4 тыс. т, на фоне ограничений по приему конденсата со стороны Республики Азербайджан и турецких потребителей. В 2011 году введена в эксплуатацию 1 новая скважина средним дебитом 1 200 т/сут. Поставка газа осуществлялась по Южно-Кавказскому трубопроводу в Азербайджан, Грузию и Турцию. Поставка конденсата осуществлялась в экспортный трубопровод Баку – Тбилиси – Джейхан. 25 октября 2011 года в Турции в присутствии президента Азербайджана и премьер-министра Турции между ГНКАР и БОТАШ был подписан пакет документов по даль-

Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, тыс. шт.



Добыча нефти, млн т



нейшему развитию Стадии 2, который должен быть впоследствии ратифицирован парламентами Турции и Азербайджана. Соглашение между Азербайджаном и партнерами о продлении срока СРП на 5 лет находится в прямой зависимости от санкционирования Стадии 2.

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 9,1 тыс. т.

Добыча по приобретенному в 2008 году проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** в 2011 году снизилась на 11,9% по сравнению с 2010 годом и составила 77,4 тыс. т (по доле участия), так как разрабатываемые нефтяные месторождения находятся в поздней стадии добычи.

В **Египте по проекту Meleiha** добыча Группы по доле участия сократилась на 20,4% и составила 54,9 тыс. т в результате снижения доли в СРП из-за роста цен на углеводороды. В 2011 году были введены 24 новые скважины со средним дебитом 37,4 т/сут.

По проекту **WEEM** доля Группы в добыче составила 136,8 тыс. т (не включая WEEM ext.). В отчетном году состоялся запуск в опытно-промышленную эксплуатацию системы поддержания пластового давления.

В отчетном году велась подготовка к началу добычи по проекту **Западная Курна-2 в Ираке**. В 2009 году консорциум в составе ОАО «ЛУКОЙЛ» и норвежской компании Statoil стал победителем

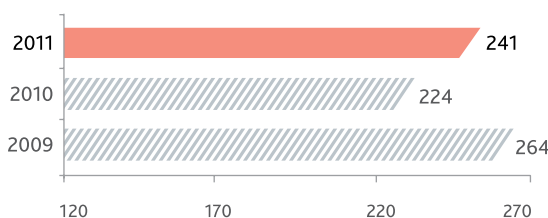
тендера на право освоения месторождения **Западная Курна-2** – одного из крупнейших в Республике Ирак.

В 2011 году актуализирована геологическая модель месторождения с учетом новых данных по опробованию скважин, интерпретации фрагментов геофизических исследований, уточненной корреляции геологического разреза с выделением циклов осадконакопления. Планами на 2012 год предусмотрено начало эксплуатационного бурения по этапу «Ранняя нефть» (23 скважины). Кроме этого, в 2012 году планируется построение геологической и гидродинамической моделей месторождения, завершение работ по расконсервации исторических скважин, исследованию керна и полевой сейсмике 3D.

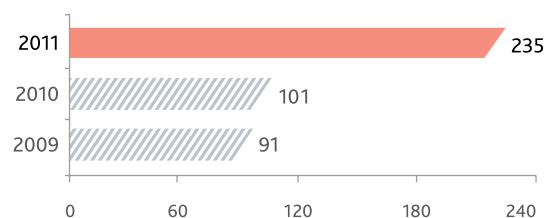
Начало добычи нефти по проекту запланировано на 2013 год.



Бурение боковых стволов, шт.

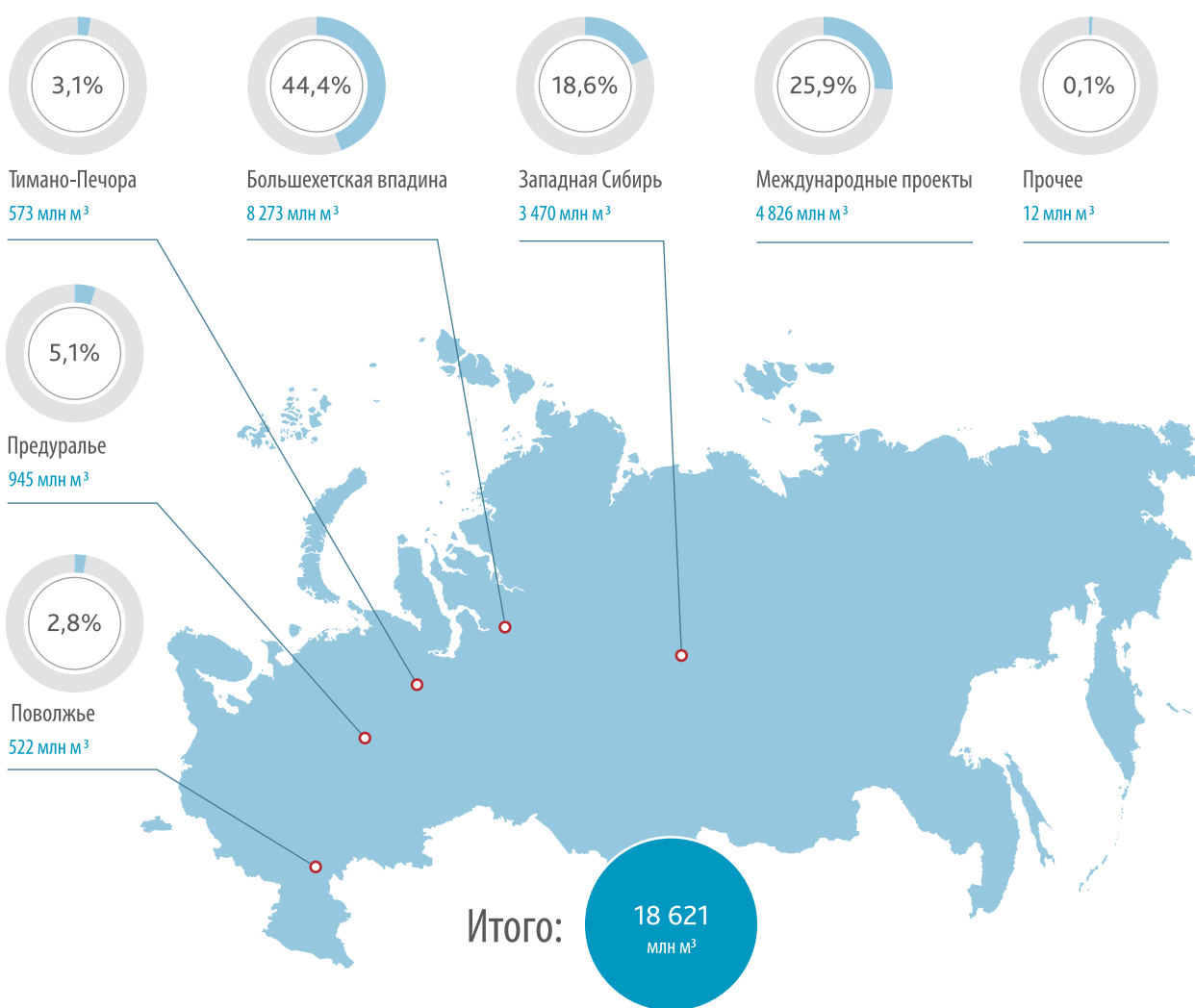


Бурение горизонтальных скважин, шт.



Разработка месторождений и добыча газа

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ТОВАРНОГО ГАЗА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» ПО РЕГИОНАМ В 2011 ГОДУ



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 2011 году совокупная добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) выросла на 3,3% и составила 22 023 млн м³. При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) по Компании в целом выросла на 0,4% и составила 18 621 млн м³ (300 тыс. барр. н. э./сут), в том числе в России добыча товарного газа выросла на 1,2%, а за рубежом снизилась на 1,9%. Выручка Компании от продаж природного газа в 2011 году составила 327 млн долл., что на 4,8% больше, чем в 2010 году в результате роста спроса и цен на углеводороды.

Основным достижением компании в 2011 году стало начало добычи газа на месторождении Джаркудук по проекту Юго-Западный Гиссар в Узбекистане. В конце 2011 года на месторождении добыт ранний газ, выход на масштабную добычу запланирован на 1 квартал 2012 года. В 2013 году намечено ввести в строй установку комплексной подготовки газа на Джаркудуке и завершить обустройство крупных газовых месторождений Гумбулак и Адамташ, в том числе пробурить более 40 добывающих скважин, построить линии внешнего электроснабжения, систему сбора и подготовки газа, газопровод товарного газа, конденсатопровод, вахтовый поселок, базу промысла и объекты инженерной инфраструктуры.

Основным газовым месторождением Группы является Находкинское, где добыча природного газа в 2011 году выросла на 1,6% и составила 8 273 млн м³. Этот газ был полностью реализован ОАО «Газпром». **Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» по газовым проектам в России составила 114 млн долл.**

Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по состоянию на конец 2011 года составил 404 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 296.

Добыча природного газа увеличилась на 1% и составила 14 082 млн м³, в том числе 12 761 млн м³ товарного газа, добыча которого практически не изменилась по сравнению с 2010 годом.

Добыча попутного нефтяного газа выросла на 7,4% и составила 7 941 млн м³, в том числе 5 860 млн м³ товарного попутного газа, добыча которого выросла на 1,3%. 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 79,3% против 76,8% в 2010 году, 71,1% в 2009 и 70,4% в 2008. Рост показателя связан с развитием систем утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Компании – строительством компрессорных станций и газопроводов. На основных месторождениях 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 Программа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа организациями группы «ЛУКОЙЛ» на 2011–2013 годы, в рамках которой в 2011 году завершены строительство и реконструкция 52 объектов утилизации попутного газа на 49 месторождениях.

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



РОССИЯ

Добыча товарного газа в России в 2011 году составила 13 795 млн м³, что на 1,2% больше по сравнению с 2010 годом. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2011 года составил 297 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 215.

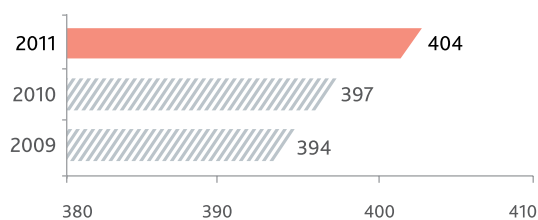
Основную часть добычи природного газа в России (более 90%) обеспечило **Находкинское месторождение Большехетской впадины**. В 2011 году на нем было добыто 8,3 млрд м³ природного газа, что несколько выше показателя 2010 года.

В 2011 году пробурена вторая разведочная скважина на месторождении **Сарматское**, выявившая значительные запасы природного газа. Прирост извлекаемых запасов газа составил 56 млрд м³.

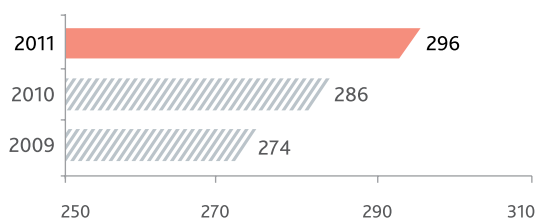
В соответствии с договоренностью с ОАО «НК «Роснефть» ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2013 году обеспечит прием газа Ванкорской группы месторождений в объеме до 5,6 млрд м³/год в газотранспортную систему Большехетской впадины в районе Хальмерпаютинского месторождения и транспорт до ГКС «Ямбургская» газотранспортной системы ОАО «Газпром». Строительство системы газопроводов «Хальмерпаютинское 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.

Эксплуатационный фонд газовых скважин, шт.



Фонд газовых скважин, дающих продукцию, шт.



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

В отчетном году заключено соглашение между ОАО «Газпром» и ОАО «ЛУКОЙЛ» о поставках газа с месторождений Большехетской впадины с 2012 по 2016 годы в объемах 8,35–12,11 млрд м³. Кроме того, согласно подписанному документу, после того как ЛУКОЙЛ начнет добычу газа на месторождениях Северного Каспия, Газпром примет исчерпывающие меры по приему всего северокаспийского газа в свою ГТС и поставит аналогичные объемы газа по схемам замещения на предприятия группы «ЛУКОЙЛ».

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

Добыча товарного газа по международным проектам в 2011 году снизилась на 1,9% по сравнению с 2010 годом и составила 4 826 млн м³. При этом доля природного газа составила 86%, не изменившись по сравнению с 2010 годом. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по зарубежным проектам по состоянию на конец 2011 года составил 107 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 81.

По проекту **Юго-Западный Гиссар в Узбекистане** в конце 2011 года добыт ранний газ на месторождении Джаркудук, выход на масштабную добычу запланирован на 1 квартал 2012 года. В 2013 году намечено ввести в строй установку комплексной подготовки газа на Джаркудуке и завершить обустройство крупных газовых месторождений Гумбулак и Адамташ, в том числе пробурить более 40 добывающих скважин, построить линии внешнего электроснабжения, систему сбора и подготовки газа, газопровод товарного газа, конденсатопровод, вахтовый поселок, базу промысла и объекты инженерной инфраструктуры.

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 составила 2,63 млрд м³, оставшись практически на уровне 2010 года.

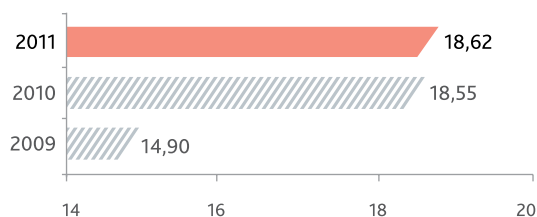
В ноябре 2011 года введен в эксплуатацию участок Шады (Западная часть) Денгизкульского месторождения. Суммарный суточный прирост составил более 5 млн м³. Заключен контракт на разработку рабочей документации и поставку оборудования ДКС «Хаузак».

В августе 2011 года состоялось подписание контракта на разработку технико-экономического обоснования и рабочей документации строительства газоперерабатывающего комплекса на Кандымской группе месторождений. Подрядчиком работ по итогам тендера стала корейская Hyundai Engineering. Расчетная мощность уникального газоперерабатывающего завода – 8 млрд м³ газа в год, намеченная дата пуска первой очереди ГПЗ – 1 августа 2016 года. Контракт утвержден правительством Узбекистана.

По проекту **Тенгиз** доля Группы в добыче товарного газа составила 560 млн м³. В результате завершения реализации Проекта утилизации газа уровень утилизации газа превысил 99%.

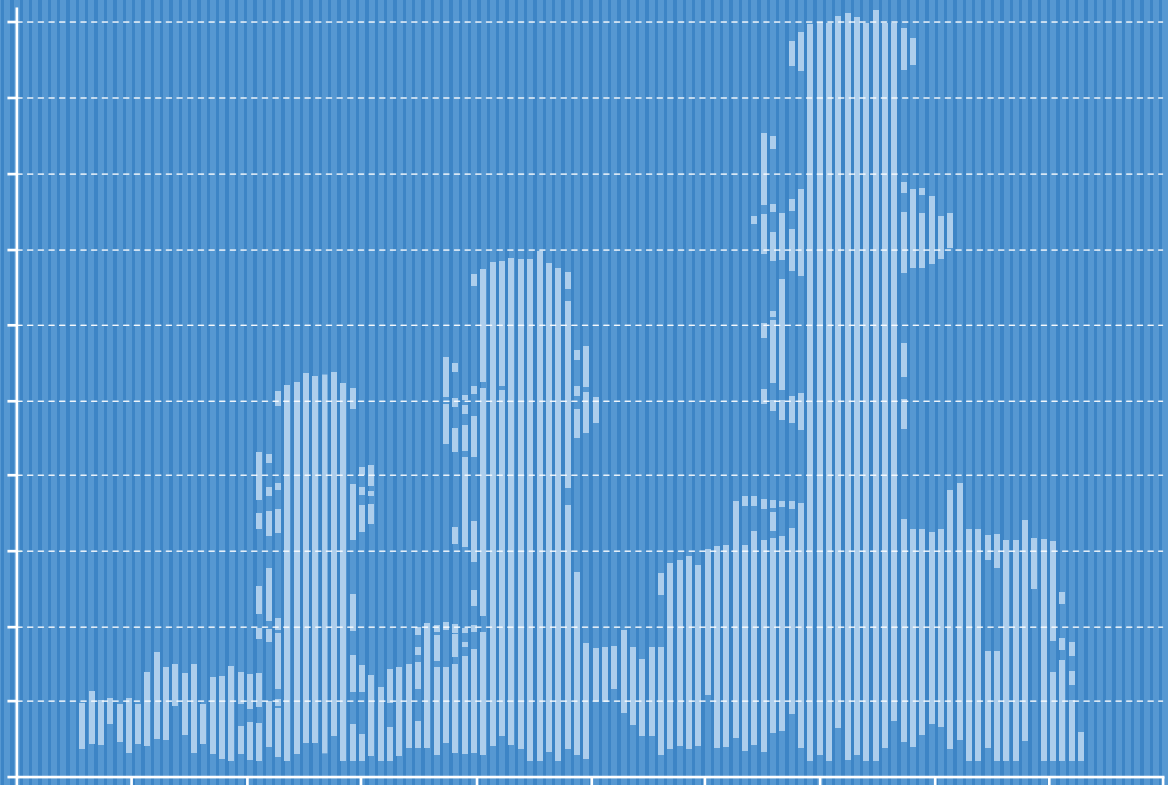
По проекту **Шах-Дениз в Азербайджане**, который был введен в эксплуатацию в декабре 2006 года, добыча товарного газа в связи с ограничением по приему продукции со стороны Азербайджана и Турции составила 513 млн м³ (по доле участия), что на 5,9% ниже показателя 2010 года.

Добыча товарного газа, млрд м³



2

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ



СТРАТЕГИЕЙ 2012 – 2021 планируется:

- Существенное увеличение выхода светлых нефтепродуктов на российских НПЗ
- Увеличение производства бензинов на российских НПЗ на 50%
- Увеличение среднесуточной реализации на российских АЗС на 27%
- Введение новых установок вторичной переработки нефти на российских НПЗ
- Доведение зарубежных НПЗ до лучших мировых стандартов



Показатели бизнес-сегмента «Переработка и сбыт»

Наименование показателя, млн долл.	2011	2010	Прирост, %
Выручка	128 549	100 246	28,2
ЕБИТДА	5 795	5 124	13,1
Чистая прибыль	3 687	3 330	10,7
Капитальные затраты	1 354	1 320	2,6

В 2011 году Компания добилась впечатляющих результатов в бизнес-сегменте «Переработка и сбыт»: чистая прибыль в 2011 году составила 3 687 млн долл., что на 11% выше показателя предыдущего года. Рост чистой прибыли достигнут благодаря проводимой оптимизации и вводом новых конверсионных мощностей, в первую

очередь в России, а также благоприятной рыночной конъюнктуре в России.

В 2011 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжала активную работу по развитию сегмента переработки нефти за счет модернизации и расширения перерабатывающих мощностей.

ЦЕНОВАЯ КОНЪЮНКТУРА И НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

В 2011 году на рынке нефтепродуктов наблюдалось постепенное восстановление спроса на фоне роста мировой экономики. В результате цены на нефтепродукты как на внешнем, так и на внутреннем рынках значительно выросли. Так как доля продаж нефтепродуктов на международных рынках составила 81%, большое влияние на рост выручки Компании оказала динамика цен на внешних рынках. Так, средние цены на мазут в Европе (ФОБ Роттердам) выросли на 38%, цены на высокооктановый бензин – на 34%. На внутреннем рынке цены на нефтепродукты также выросли: топочный мазут подорожал на 30%, цены на бензин марки Аи-95 выросли на 21%.

Объем переработки сырья на НПЗ Компании с учетом процессинга на сторонних НПЗ в 2011 году составил 65,2 млн т. В том числе на НПЗ Группы (с учетом долей в переработке на комплексах ISAB и Zeeland) было переработано 64,9 млн т.

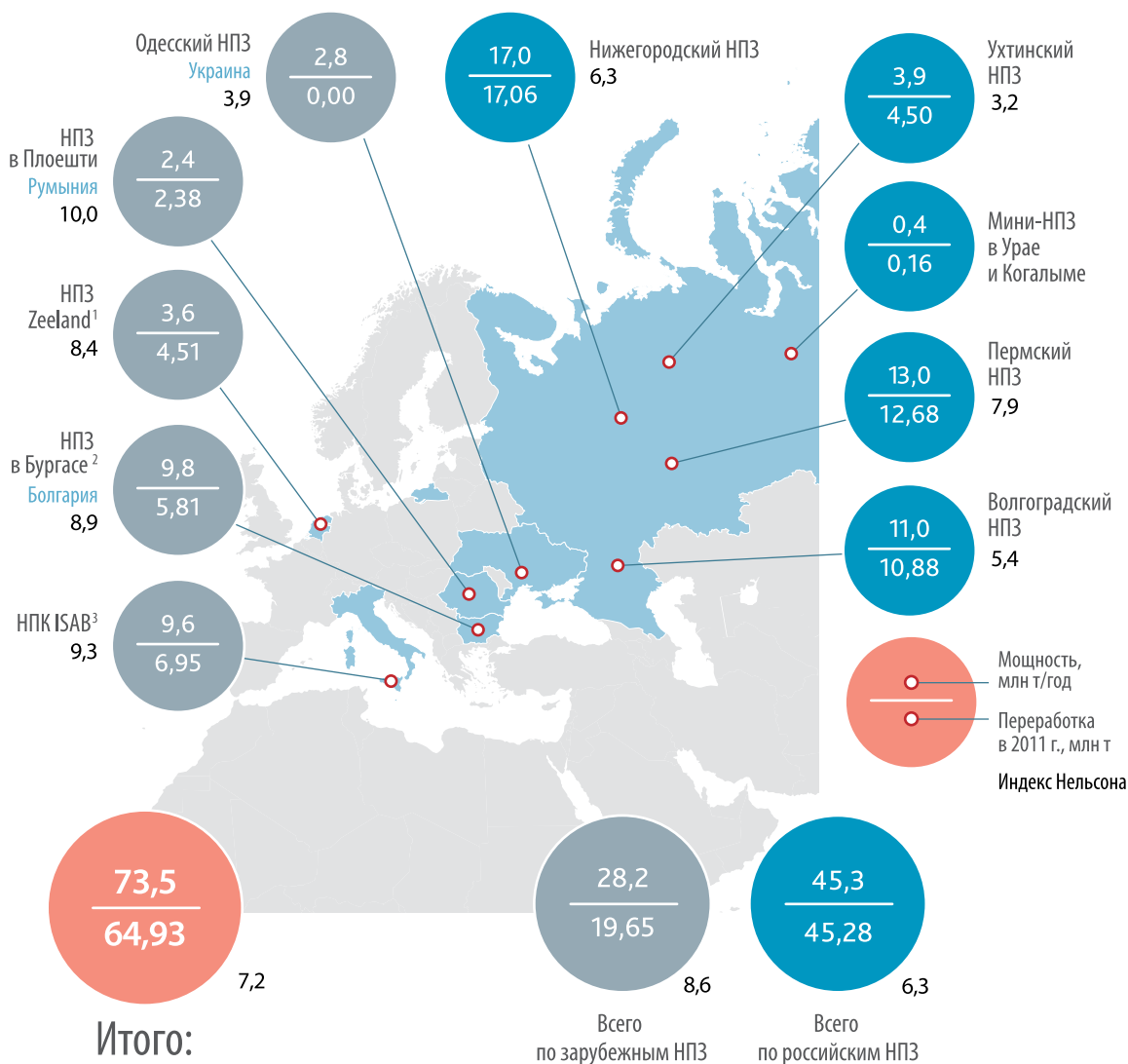
В 2011 году в России произошел значительный рост потребления высокооктановых автобензинов в результате роста автопарка. Для борьбы с дефицитом топлива Правительство предприняло ряд мер, в том числе ввело систему «60-66», которая унифицирует ставки пошлин на светлые и темные нефтепродукты на уровне 66% от пошлины на нефть, при этом сохраняется повышенный уровень пошлины на экспорт бензина – 90% от пошлины на нефть. Такая система стимулирует углубление нефтепереработки, а этим Группа занималась на протяжении многих лет и продолжит заниматься в будущем. В течение десятилетия Компания планирует сократить объемы производства темных нефтепродуктов на российских НПЗ более чем в 2,5 раза. К 2021 году реализация проектов модернизации позволит увеличить выпуск автобензина на российских НПЗ почти в 1,5 раза.

В группу «ЛУКОЙЛ» входят 5 НПЗ за пределами России, что позволяет снижать рыночные риски отдельно взятого региона и проводить глобальную оптимизацию товарных потоков.



Нефтепереработка

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»



¹ Мощность и объем переработки на НПЗ Zeeland (по нефти) указаны по доле Компании (45%). Кроме того, в 2011 году на НПЗ Zeeland было переработано 2,17 млн т вакуумного газойля.

² Включая переработку в 2011 году 0,74 млн т мазута.

³ Мощность и объем переработки на НПК ISAB (по нефти и мазуту) указаны по доле Компании (60%).



В 2011 ГОДУ ГРУППА «ЛУКОЙЛ» ПРОДОЛЖАЛА АКТИВНУЮ РАБОТУ ПО РАЗВИТИЮ СЕГМЕНТА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ МОДЕРНИЗАЦИИ И РАСШИРЕНИЯ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ.

Благодаря постоянно ведущейся работе по повышению операционной эффективности, направленной на оптимизацию производственных мощностей и увеличение загрузки установок, на повышение эффективности энергопотребления и надежности оборудования с увеличением его межремонтного пробега, на оптимизацию численности, в 2011 году был получен дополнительный экономический эффект в размере около 68,3 млн долл.

РОССИЙСКИЕ НПЗ

Объем переработки на собственных российских заводах группы «ЛУКОЙЛ» в 2011 году составил 45,3 млн т, что на 0,1% превышает уровень 2010 года.

Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске бензинов российскими заводами Группы (не включая мини-НПЗ) выросла в 2011 году до 96,2% (91,5% в 2010 году). Выход светлых нефтепродуктов составил 52,0% (48,5% в 2010 году).

На всех НПЗ продолжалась плановая реализация программ технического перевооружения и автоматизации производства, повышения энергоэффективности и уровня промышленной и экологической безопасности. Капитальные затраты НПЗ

Компании в России в отчетном году составили 586 млн долл. (542 млн долл. в 2010 году).

На Нижегородском НПЗ в первом квартале 2011 года введена в эксплуатацию установка фтористо-водородного алкилирования. Проектная мощность комплекса каталитического крекинга вакуумного газойля, строительство которого завершилось в конце 2010 года, достигнута. Дополнительная выработка бензина по сравнению с 2010 годом составила 1,1 млн т.

Принятая в 2011 году Программа стратегического развития НПЗ предусматривает строительство к 2015 году второго комплекса каталитического крекинга с использованием имеющейся рабочей документации. Это решение вызвано бензиновым кризисом начала 2011 года и нацелено на обеспечение внутреннего рынка высококачественными автобензинами в максимально сжатые сроки. В настоящее время по проекту ведутся инженерные изыскания и заказ оборудования. Другим проектом Программы стратегического развития НПЗ является строительство второй установки изомеризации. Реализация проекта позволит увеличить производство высокооктанового бензина из низкооктановой фракции прямогонного бензина. В долгосрочной перспективе планируется строительство комплекса гидрокрекинга остатков, что позволит существенно увеличить выход светлых нефтепродуктов и свести к минимуму производство мазута, сократив при этом содержание серы в мазуте до 1%.

На **Волгоградском НПЗ** в декабре 2011 года введена в эксплуатацию новая установка замедленного коксования мощностью 1 млн т/год, ввод которой уже в 2012 году позволит практически полностью прекратить производство мазута.

В 2011 году велись строительно-монтажные работы по новой установке гидроочистки дизельного топлива мощностью 3 млн т/год. Проект направлен на обеспечение производства всего объема дизельных топлив в соответствии со стандартом Евро-5. Ввод объекта запланирован на 3 квартал 2012 года.

Также велись работы по проекту строительства новой установки первичной переработки нефти мощностью 6 млн т/год. Она заменит 2 старые установки, и ее пуск позволит значительно увеличить эффективность переработки нефти за счет снижения энергоемкости, повышения качества фракционирования продуктов. Ввод установки в эксплуатацию запланирован в 2015 году.

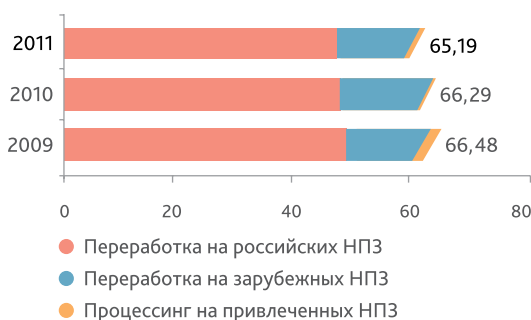
В дальнейших планах – строительство к 2016 году комплекса глубокой переработки вакуумного газойля, которое позволит значительно увеличить производство дизельного топлива, соответствующего стандарту Евро-5, а также высококачественных синтетических смазочных масел. В состав комплекса глубокой переработки войдут установка гидрокрекинга вакуумного газойля мощностью 3,5 млн т/год, установки производства водорода и серы.

На **Пермском НПЗ** после проведения реконструкции и замены коксовых камер введена в эксплуатацию установка замедленного коксования. На заводе продолжается замена технологических печей, направленная на повышение эффективности работы и сокращение выбросов в атмосферу.

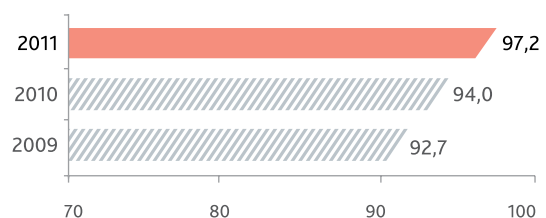
Также велись работы по проекту строительства комплекса глубокой переработки нефти, включающего в себя установку замедленного коксования мощностью 2,1 млн т/год, установку гидроочистки дизельного топлива, производство водорода, а также блок отпарки кислых стоков. Реализация проекта позволит прекратить производство мазута и увеличить выход светлых нефтепродуктов. При этом будут соблюдены текущие и перспективные требования к промышленной безопасности и охране окружающей среды. Пуск комплекса запланирован в 2015 году.

В 2011 году на **Ухтинском НПЗ** продолжались работы по техпереворужению вакуумного блока АВТ и модернизации реакторного блока ГДС-850. Техпереворужение вакуумного блока АВТ направлено на повышение глубины переработки нефти за счет переработки всего вырабатываемого мазута на вакуумном блоке увеличенной мощности. Оно позволит также принять в переработку дополнительные объемы нефти Ярегского месторождения (при увеличении ее добычи) Модернизация реакторного блока ГДС-850 направлена на обеспечение производства всего объема дизельного топлива Евро-5.

Переработка нефти Компанией, млн т



Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов, %¹



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

ЗАРУБЕЖНЫЕ НПЗ

Объем переработки на зарубежных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», включая долю в переработке на комплексах ISAB и Zeeland, в 2011 году составил 19,6 млн т. Это на 6,3% ниже уровня 2010 года в связи с остановкой Одесского НПЗ в конце 2010 года.

Выход светлых нефтепродуктов (без учета комплекса ISAB и НПЗ Zeeland) вырос до уровня 67,8% (66,0% в 2010 году). Уровень безвозвратных потерь в 2011 году составил 0,7%.

Капитальные затраты НПЗ Группы за рубежом составили в 2011 году 197 млн долл. (160 млн долл. в 2010 году).

Одесский НПЗ (Украина) был остановлен в 4 квартале 2010 года из-за неблагоприятной конъюнктуры рынка Украины, а также перевода с реверсного режима нефтепровода Одесса – Броды, что сделало невозможным поставки нефти на завод трубопроводным транспортом. Поставки нефти «с моря» существенно увеличили бы ее стоимость для НПЗ, что привело бы к дополнительным потерям при переработке. В 2011 году улучшения экономической ситуации не произошло. Предпосылки для возобновления переработки отсутствовали. В настоящее время вопрос о возобновлении переработки нефти на НПЗ в 2012 году находится в стадии рассмотрения.

На **НПЗ в Бургасе** (Болгария) в 2011 году завершены проект по оптимизации схемы отгрузки котель-

ного топлива на нефтяном терминале «Росенец» и работы по резервуарным паркам. Кроме того, внедрены системы улучшенного управления на установках первичной перегонки нефти и каталитического крекинга.

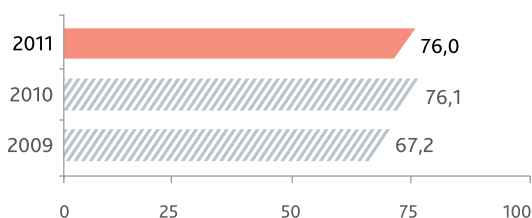
Продолжается проектирование и закупка оборудования комплекса переработки тяжелых остатков, завершение строительства которого ожидается в 2015 году. Цель проекта – увеличение конверсии нефтяного сырья на НПЗ, отказ от производства высокосернистых топочных мазутов, повышение выработки дизельных топлив, соответствующих стандарту Евро-5. Центральным объектом Комплекса станет установка гидрокрекинга гудрона мощностью 2,5 млн т/год.

На **НПЗ в Плоешти** (Румыния) в 2011 году выполнен основной объем работ по проекту, предусматривающему выработку пропилена с содержанием серы менее 5 ppm, что отразится на цене продаж пропилена.

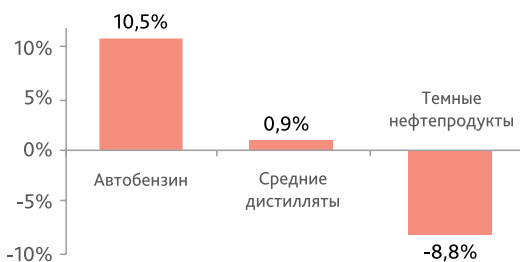
В 2011 году доля Компании в **нефтеперерабатывающем комплексе ISAB** (о. Сицилия, Италия) была увеличена с 49 до 60%. Сумма сделки составила 342 млн долл. Доля Группы в объеме переработки на НПЗ составила 6,95 млн т.

В 2011 году НПЗ TRN (Нидерланды) сменил наименование на **Zeeland Refinery**. В отчетном году на НПЗ было переработано 4,51 млн т нефти (доля Группы).

Доля дизельного топлива с содержанием серы 50 ppm и менее в общем производстве дизельного топлива, %¹



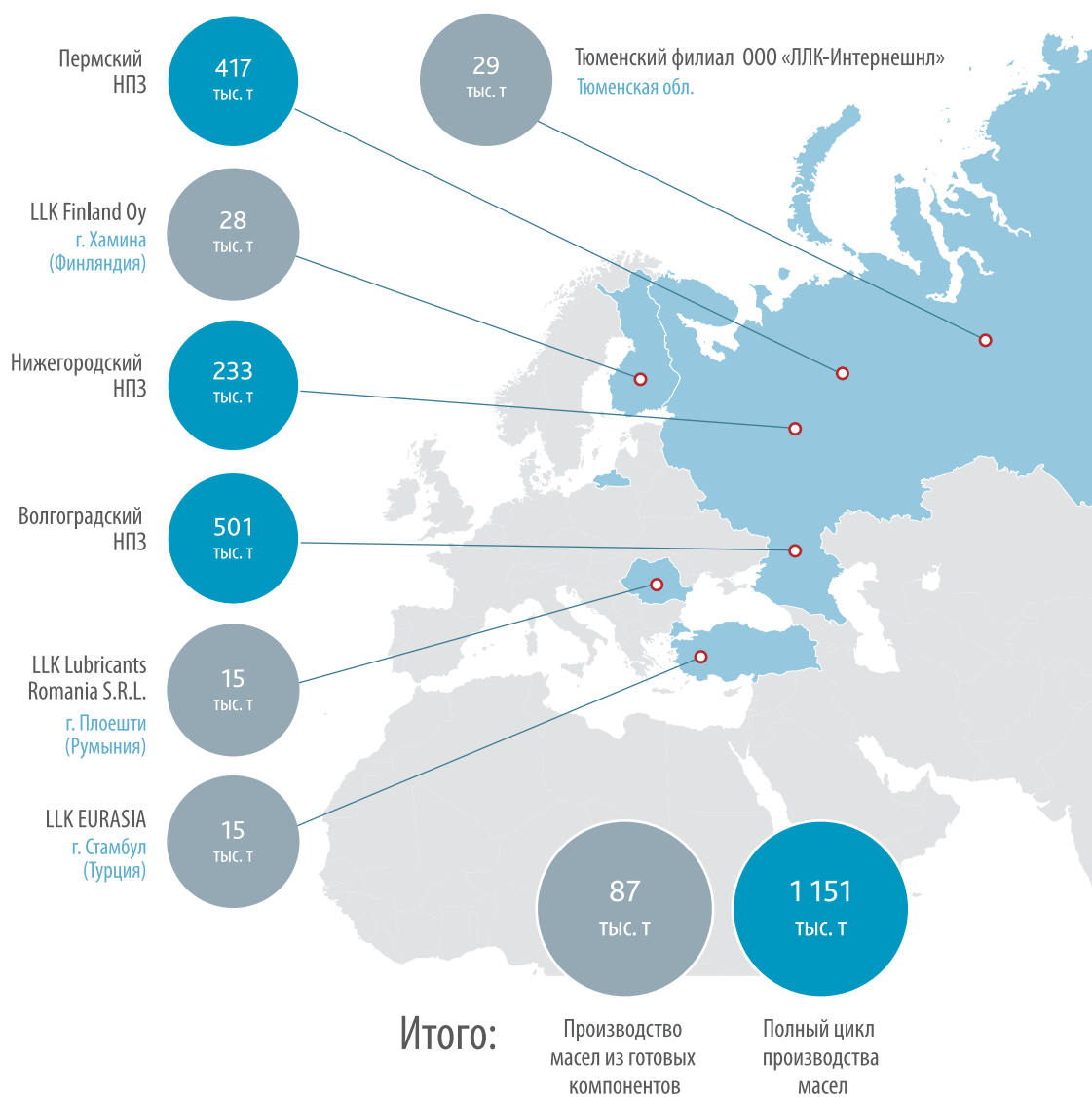
Динамика производства нефтепродуктов на НПЗ Компании в 2011 году по сравнению с 2010 годом, %¹



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

Производство масел

ПРОИЗВОДСТВО МАСЕЛ НА ЗАВОДАХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» В 2011 ГОДУ





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.

Объем производства масел, включая смешение из готовых компонентов, в 2011 году составил 1 238 тыс. т. Реализация фирменных масел за отчетный период составила 316 тыс. т, что на 13% выше показателя 2010 года.

ПО СРАВНЕНИЮ С 2010 ГОДОМ АССОРТИМЕНТ ПРОДУКЦИИ МАСЛЯНОГО ПРОФИЛЯ, ВЫПУСКАЕМОЙ НА РОССИЙСКИХ ЗАВОДАХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ», И ПРОДУКЦИИ АВТОХИМИИ УВЕЛИЧИЛСЯ С 230 НАИМЕНОВАНИЙ ДО 261. СРЕДИ НИХ – МОТОРНЫЕ И ТРАНСМИССИОННЫЕ МАСЛА ДЛЯ ВСЕХ ВИДОВ ТРАНСПОРТА, ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ МАСЛА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, БАЗОВЫЕ МАСЛА (ИСПОЛЗУЮТСЯ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МАСЕЛ, СМАЗОК, ПРИСАДОК).

В 2011 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 соглашение на 2012 год и остаться в качестве единственного поставщика. Запущен пилотный проект на ООО «Талдинский угольный разрез» с использованием передвижного маслосменного комплекса. Применение подобных комплексов позволит подписать долгосрочные контракты с ведущими горнодобывающими компаниями России. Продолжатся поставки масел на предприятия ОАО «Металлоинвест». Подписано стратегическое соглашение о сотрудничестве и партнерстве на 5 лет с ЧерМК ОАО «Северсталь». По итогам тендера, проведенного в декабре 2011 года компанией ЗАО «Северсталь-Ресурс», ООО «ЛЛК-Интернешнл» получило право эксклюзивного поставщика на ряд предприятий компании. Также по итогам торгов, проводимых компанией ГК «Норильский Никель» получено право на поставку 450 т масел, что в два раза превышает предыдущий объем поставки.

В 2011 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 более чем в 7 раз – с 3 до 23 тыс. т.

Деятельность Компании по **продаже масел** охватывает более 40 стран мира, причем ее география постоянно расширяется. Так, в 2011 году Компания начала реализацию фирменных фасованных масел на новых рынках – в Афганистане, Монголии, Китае.

Важным событием 2011 года стал выход на рынок строящихся судов – был выигран тендер на право первого залива 71 судна. Снято ограничение МАН, касающееся максимальной мощности двигателя. Получены одобрения от японских производителей судовых дизелей Daihatsu и Yanmar и крупнейшей судовой Южной Кореи Hyundai Heavy Industries. Начата работа с лидерами в области

глобальных перевозок Совкомфлот, Maersk, Harrag Lloyd, ZIM. По состоянию на конец 2011 года судовые масла Компании доступны в 550 портах более чем 62-х стран мира, при этом доля «ЛЛК Марин» на глобальном рынке судовых масел составила 2%.

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 проведением анализа отработанных масел и рекомендациями по их дальнейшему применению.

За прошедший год планомерно продолжалась работа по разработке высокоэффективных масел «ЛУКОЙЛ». В 2011 году разработано 38 новых

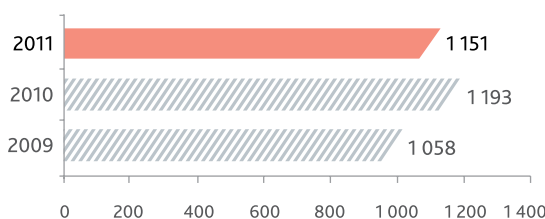
продуктов. Получено 48 официальных одобрений производителей техники и оборудования. На текущий момент масла «ЛУКОЙЛ» имеют более 350-ти действующих официальных одобрений OEM. Масло «ЛУКОЙЛ ЛЮКС Синтетическое 5W-40» – первое и на сегодня единственное масло российского производства, лицензированное Американским институтом нефти (API) по наивысшей категории качества SN.

В 2012 году планируется вывод на российский рынок новой линейки масел серии LUKOIL GENESIS, соответствующих самым современным требованиям мировых автопроизводителей, в том числе по топливной экономичности и экологическим характеристикам. Кроме того будут разработаны новые современные масла для тяжелой дизельной техники «АВАНГАРД Профессионал 10W-30» и серия синтетических продуктов для автоматических коробок передач.

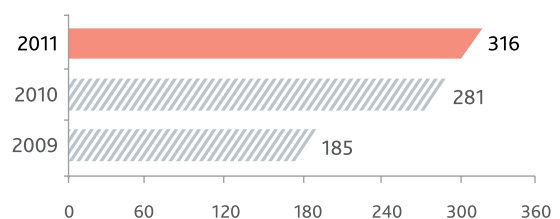
Моторные масла «ЛУКОЙЛ» соответствуют международным требованиям, предъявляемым Обществом автомобильных и авиационных инженеров (SAE), Американским институтом нефти (API), Европейским союзом автомобильных производителей (ACEA), Ассоциацией автомобильных инженеров России (ААИ). Наши масла созданы по самым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

Высокий уровень эксплуатационных свойств масел «ЛУКОЙЛ» отмечен крупными автопроизводителями в России и за рубежом. Моторные масла Компании прошли испытания в западных сертификационных центрах на двигателях DaimlerChrysler, BMW, Volkswagen, MAN, Porsche, Volvo, Renault trucks, Cummins и были одобрены к применению. В 2011 году было поставлено на производство 38 новых видов смазочных материалов и получено 48 одобрений производителей оборудования и техники.

Производство масел на НПЗ, тыс. т

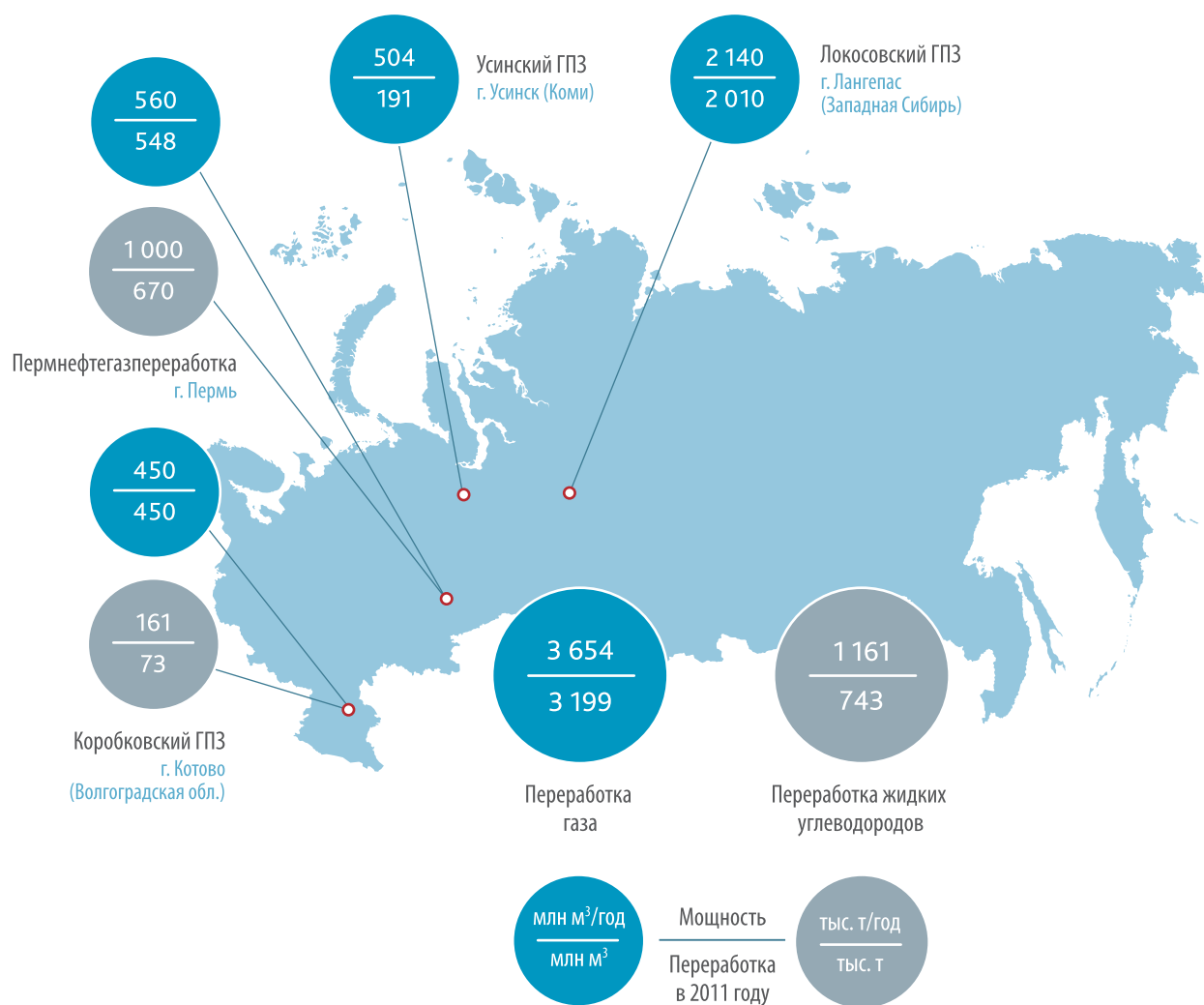


Реализация фирменных масел, тыс. т



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 2011 ГОДУ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИМИ ЗАВОДАМИ КОМПАНИИ БЫЛО ПЕРЕРАБОТАНО 3 199 МЛН М³ ГАЗОВОГО СЫРЬЯ (+1.0% К УРОВНЮ 2010 ГОДА) И 743 ТЫС. Т ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (-2.2% К УРОВНЮ 2010 ГОДА). РОСТ ОБЪЕМОВ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ ПРОИЗОШЕЛ ИЗ-ЗА УВЕЛИЧЕНИЯ СПРОСА НА ПРОДУКЦИЮ.

На заводах Компании было выработано 2 523 млн м³ отбензиненного газа, 1 518 тыс. т сжиженных газов, включая ШФЛУ, и 194 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая и гексан-гептановая фракции, широкая фракция легких углеводородов).

В ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка» планируется расширение мощностей до 1 460 тыс. т/год по газу и до 1 700 тыс. т/год по ШФЛУ. Новая производственная линия позволит обеспечить выполнение программы утилизации попутного нефтяного газа в Пермском крае, а также повысить качество выпускаемой продукции за счет отдельной переработки жирного газа ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и попутного нефтяного газа.



Нефтехимия

НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ЗАВОДЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

Организации нефтехимии

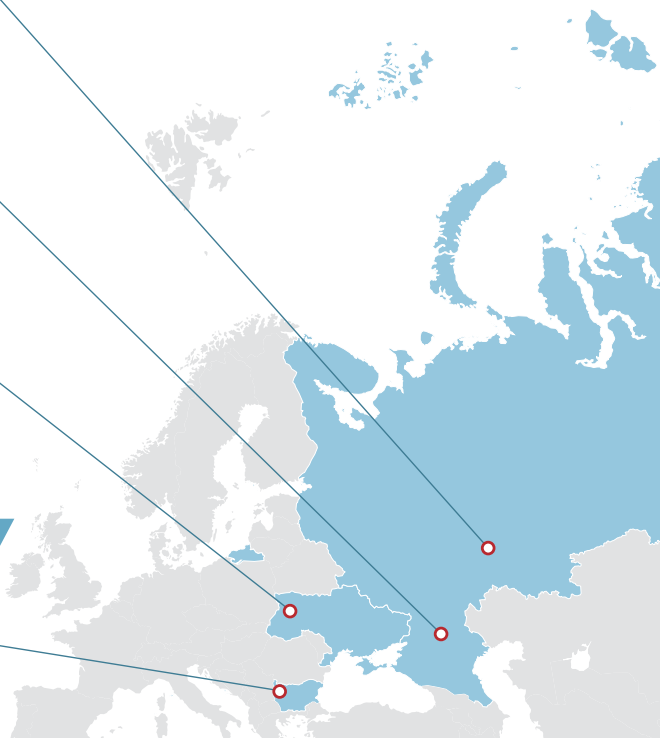
Саратоворгсинтез **г. Саратов (Россия)**
 Производство нитрила акриловой кислоты и другой продукции органического синтеза

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

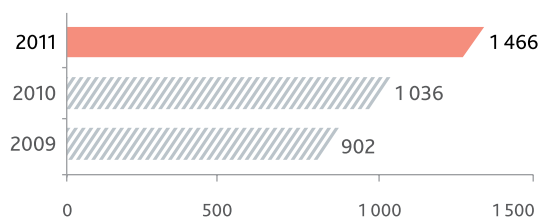
Карпатнефтехим **г. Калуш (Украина)**
 Производство полиэтилена, поливинилхлорида и другой продукции

НПЗ с нефтехимическими производствами

Нефтохим Бургас **г. Бургас (Болгария)**
 Производство полимеров



Производство нефтехимической продукции, тыс. т



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 внутрисейского 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» ПЛАНОМЕРНО УВЕЛИЧИВАЕТ ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ С ВЫСОКОЙ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТЬЮ (ПОЛИМЕРЫ, МОНОМЕРЫ И ПРОДУКЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО СИНТЕЗА) И СНИЖАЕТ ПРОИЗВОДСТВО ПРОДУКЦИИ С НИЗКОЙ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТЬЮ (ПОБОЧНЫЕ ПРОДУКТЫ ПИРОЛИЗА, ТОПЛИВНЫЕ ФРАКЦИИ).

В 2011 году объем производства продукции на нефтехимических заводах группы «ЛУКОЙЛ» включая нефтехимическую продукцию Нефтохим Бургас, составил 1 466 тыс. т, что на 41,5% выше показателя 2010 года. Рост объемов производства объясняется запуском в сентябре 2010 года ООО «Карпатнефтехим».

В 2011 году на рынке нефтехимической продукции наблюдалась неблагоприятная ценовая конъюнктура. По итогам года цена реализации полиэтилена (ПЭНД) в России увеличилась на 3,8%, полипропилена снизилась на 9,5%, бензола снизилась на 5,8%. В Европе наблюдалось снижение цен на все указанные виды продукции: полиэтилена (ПЭНД) – на 3,1%, полипропилена – на 17,2%, бензола – на 6,7%.

В рамках стратегии развития нефтехимического сектора группы «ЛУКОЙЛ» в 2011 году осуществлялись мероприятия, направленные на модернизацию существующих и создание новых производств. Капитальные расходы Компании в нефтехимическом секторе составили 89 млн долл., что на 17% выше, чем в 2010 году.

В 2011 году на ООО «Карпатнефтехим» построена и введена в эксплуатацию установка по производству суспензионного поливинилхлорида (ПВХ), а также начат монтаж технологического оборудования в рамках строительства установки по производству изделий из ПВХ. В 2012 году планируется ввести ее в эксплуатацию.

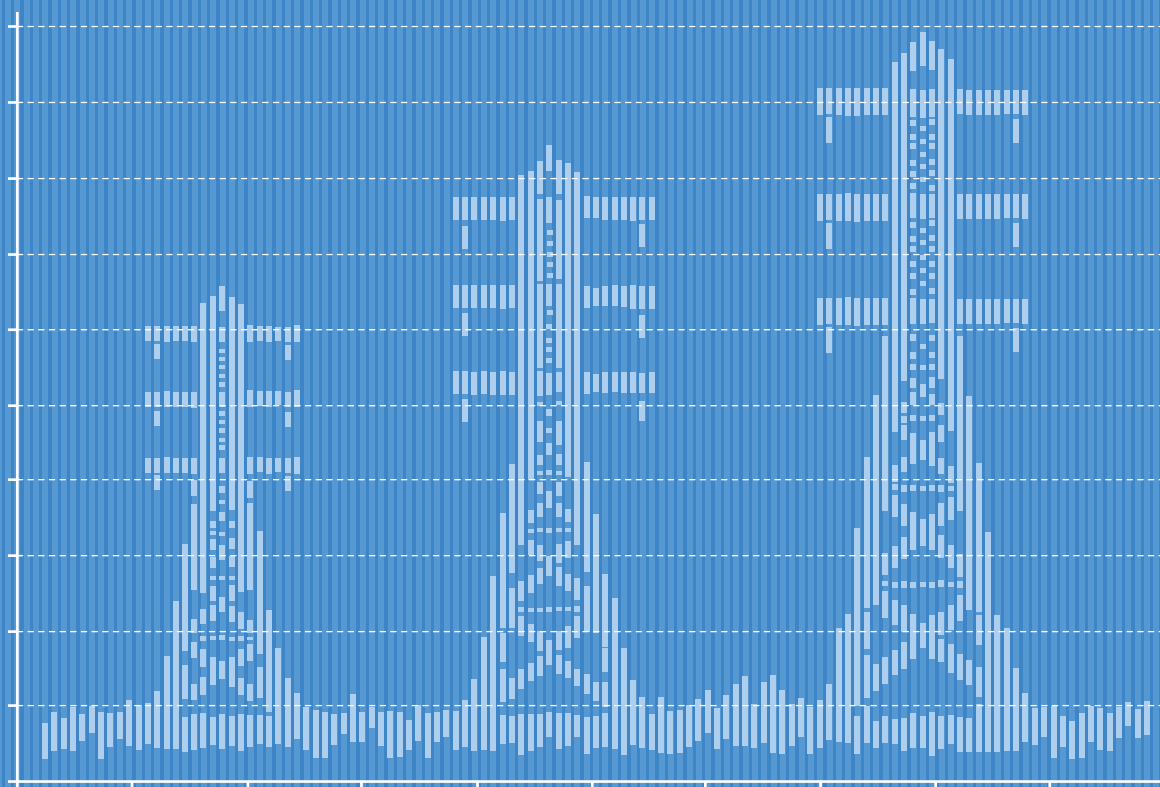
В отчетном году в ООО «Саратоворгсинтез» был завершен проект по расширению производства цианида натрия до 18 тыс. т/год.

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. Кроме того, он предусматривает комплексную переработку этилена в полиэтилен, полипропилен и другую нефтехимическую продукцию. В 2015 году планируется ввод первой линии ГПЗ производительностью 2 млрд м³ газа и модернизация действующих установок этилена и полиэтилена.

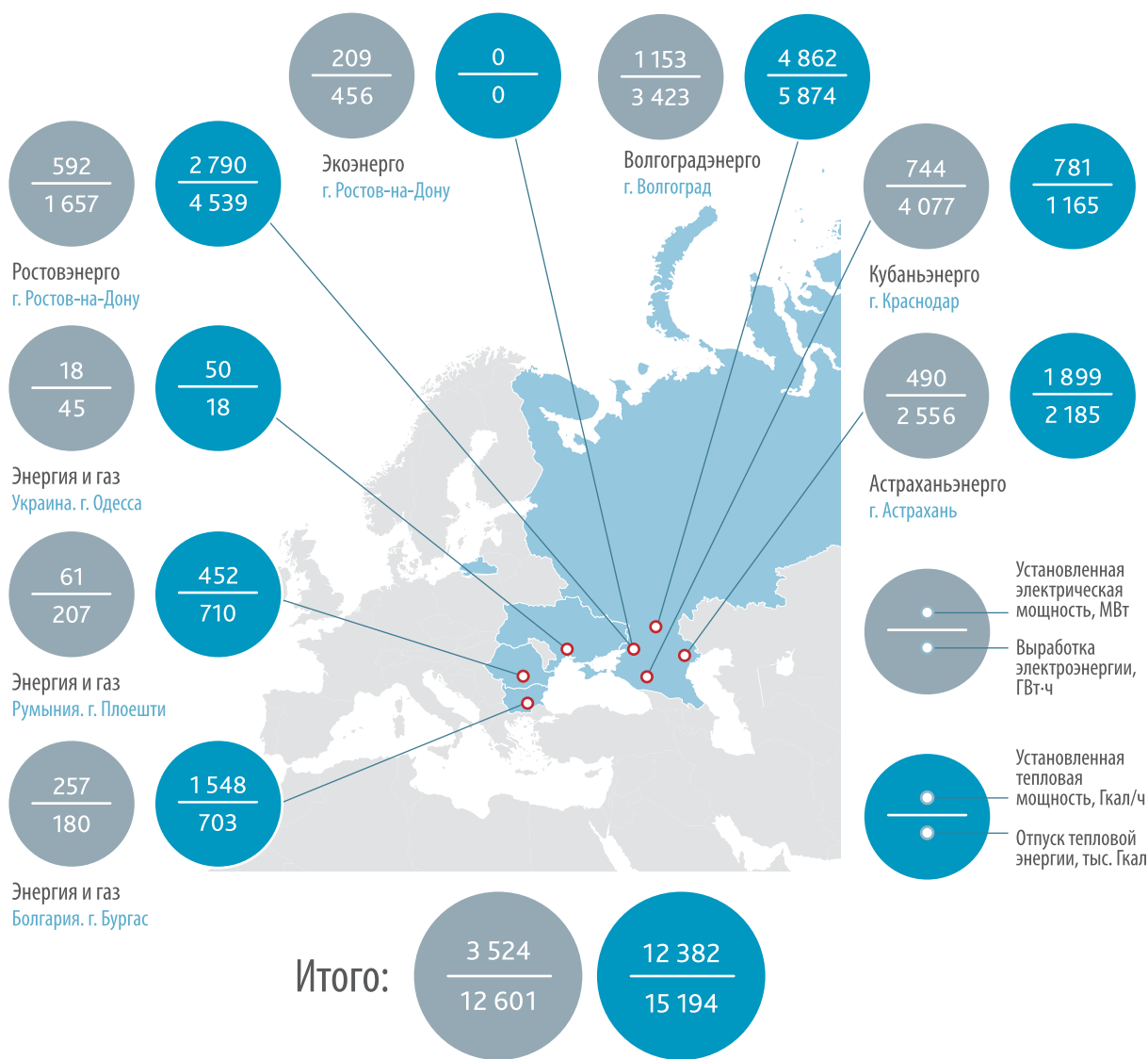
В отчетном году были выполнены проектно-изыскательские и подготовительные работы по созданию комплекса. В том числе актуализированы сроки и этапы строительства объектов комплекса в соответствии с графиком освоения месторождений Северного Каспия, разработана проектная документация «Газоперерабатывающая установка, первый пусковой комплекс на 2 млрд м³/год по сырью» и получено положительное заключение государственной экспертизы. Кроме того, распоряжением Правительства РФ утвержден паспорт регионального инвестиционного проекта по финансированию из бюджета строительства объектов внешней инфраструктуры (внешние объездные железнодорожные пути, высоковольтная линия электропередач).

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 2012–2021 годы новому бизнес-сектору уделено особое внимание. В долгосрочной перспективе бизнес-сектор «Электроэнергетика» станет важным фактором роста денежных потоков и акционерной стоимости Компании.

Бизнес-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.

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

СТРУКТУРНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Начиная с 1 января 2011 года из ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» и ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» были выведены ГЭС, объединившиеся в ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго».

В августе 2011 года в рамках проведения завершающих процедур по продаже энергетических активов в Республике Дагестан ООО «Дагестанэнерго» реализовано за пределы группы «ЛУКОЙЛ».

ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Общая выработка электрической энергии организациями бизнес-сектора «Электроэнергетика» в 2011 году составила около 12,6 млрд кВт·ч. Общий отпуск тепловой энергии составил 15,2 млн Гкал, в том числе 13,8 млн Гкал в России. Объем выработки тепловой и электроэнергии определялся исходя из условий работы на рынке электроэнергии.

В 2011 году продолжалось выполнение работ по заключенному в ходе реформирования РАО ЕЭС России договору о предоставлении мощности (ДПМ). В частности, была введена в эксплуатацию

Структура бизнес-сектора «Электроэнергетика»

Генерация	Транспорт	Сбыт	Сервис
ООО «ЛУКОЙЛ-АСТРАХАНЬЭНЕРГО»	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ»	ООО «ТД «ЭНЕРГОСЕРВИС»	ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОИНЖИНИРИНГ»
ООО «ЛУКОЙЛ-ВОЛГОГРАДЭНЕРГО»	ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»	ОАО «АСТРАХАНСКАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ»	ООО «ЛУКОЙЛ-ЦУР»
ООО «ЛУКОЙЛ-РОСТОВЭНЕРГО»			
ООО «ЛУКОЙЛ-КУБАНЬЭНЕРГО»			
ООО «ЛУКОЙЛ-ЭКОЭНЕРГО»			
ООО «ЛУКОЙЛ-СТАВРОПОЛЬЭНЕРГО»			

Зарубежные

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



парогазовая установка (ПГУ) в Астрахани мощностью 110 МВт. В 2012 году планируется ввести в эксплуатацию ПГУ мощностью 410 МВт в Краснодаре. 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 должна составлять около 900 МВт.

В 2010 году вошел в заключительную стадию процесс либерализации оптового рынка электрической энергии и мощности. С 2011 года либерализация оптового рынка электрической энергии и мощности составила 100%. Однако государственное регулирование до сих пор продолжает оказывать значительное влияние на электроэнергетическую отрасль. Определяемая постановлением Правительства РФ доля объемов реализации электрической и тепловой энергии по регулируемым тарифам остается достаточно значительной (может составлять до 35% поставки генерирующего объ-

екта). По регулируемой цене в 2011 году электрическая энергия и мощность поставлялись населению и приравненным к нему потребителям.

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. Установленная мощность объектов малой энергетики составляет 549 МВт. В 2011 году на собственных электростанциях Группы было выработано 2 201 ГВт·ч электроэнергии, что составляет 17,3% 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 на этих направлениях являются корпоративные программы энергосбережения и повышения надежности энергоснабжения.

В начале отчетного года была принята Программа энергосбережения организаций группы «ЛУКОЙЛ». Программа сформирована на основе предложений предприятий с учетом задач по стабилизации и снижению энергоемкости в секторах добычи и переработки углеводородного сырья, нефтепродуктообеспечения, нефтехимии, электроэнергетики и транспортировки. В результате внедрения технологий энергосбережения экономия энергоресурсов по Программе в 2011 году составила 35 млн долл.

В 2011 году была разработана техническая политика группы «ЛУКОЙЛ» в области энерго-

эффективности, направленная на обеспечение единой технологической политики Компании. Она определила наиболее прогрессивные технические решения и показатели технического уровня оборудования, которые в обязательном порядке должны применяться в новых проектах, планируемых Компанией к реализации. Для обеспечения энергоэффективности инвестиционных проектов и применения современных энергоэффективных решений проводилась экспертиза всех поступающих на рассмотрение инвестиционных проектов и инвестиционных программ.

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.

В 2011 году прорабатывался вопрос о внедрении системы энергетического менеджмента и серти-



фикации по международному стандарту ISO 50001 «Системы энергетического менеджмента – Требования и руководства по их применению» в группе «ЛУКОЙЛ». Проведена оценка рисков, целесообразности и стоимости внедрения, составлены предварительный план-график и дорожная карта по внедрению системы, определены пилотные проекты для ее реализации.

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Специалисты Компании признают огромный потенциал ресурс- 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 2011 году группа «ЛУКОЙЛ» активно развивала сотрудничество в области возобновляемой энергетики с итальянской компанией ERG Renew, имеющей большой опыт в строительстве и экс-

плуатации объектов возобновляемой энергетики. Совместным партнерством «ЛУКОЙЛ – ERG Renew» прорабатываются ветроэнергетические проекты в Болгарии, Румынии, Украине и России. В первую очередь проекты «сетевых» электростанций в странах активного присутствия Компании, где существует административная и экономическая государственная поддержка возобновляемой энергетики, в том числе проекты «сетевых» ветроэлектростанций на территории Болгарии и Румынии.

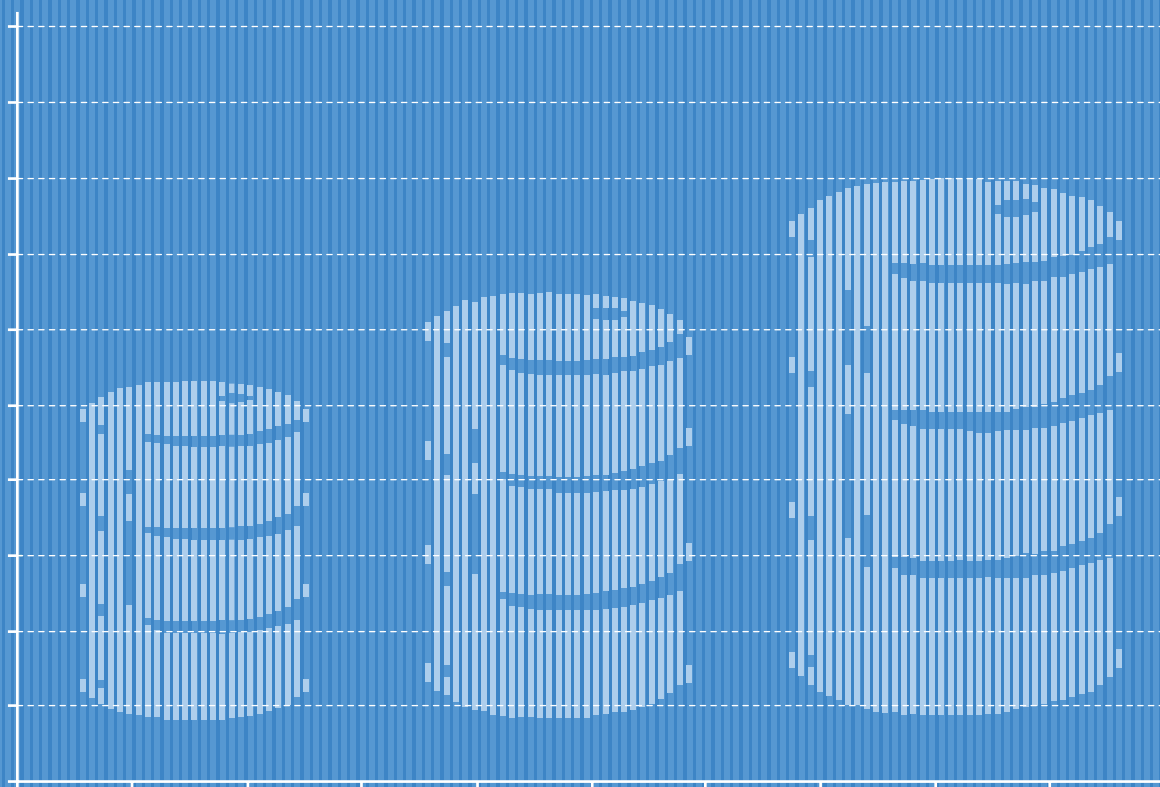
В Узбекистане ЛУКОЙЛ совместно с Правительством этой страны и Азиатским банком развития работает над проектом строительства солнечной электростанции мощностью 100 МВт.

В конце 2011 года была введена в эксплуатацию фотоэлектрическая станция (ФЭС) мощностью 1,25 МВт на ТЭЦ организации группы «ЛУКОЙЛ» в Болгарии. Ожидаемый годовой объем производства электроэнергии составляет около 1 500 МВт·ч. Эксплуатация ФЭС приведет к заметному уменьшению воздействия на окружающую среду.



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 2011 году составил 110 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 использования добытой нефти Компании по-прежнему являлась ее переработка на российских НПЗ. Объем поставок нефти на НПЗ Группы в России в 2011 году практически не изменился по сравнению с 2010 годом и составил 45,3 млн т.

Кроме того, осуществлялась покупка 259 тыс. т нефти у третьих лиц с поставкой на Нижегородский и Ухтинский НПЗ. Это позволило перераспределить собственный ресурс Группы на наиболее эффективные экспортные направления.

В отчетном году продолжалось использование схем замещения при поставках нефти на переработку на сторонние НПЗ (уфимские НПЗ, КНПЗ-КЭН, Хабаровский НПЗ, Ильский НПЗ, Марийский НПЗ, Антипинский НПЗ, Славянский битумный завод, Афицкий НПЗ). В рамках этих схем поставлено 1,43 млн т нефти. Взамен аналогичный объем нефти третьих лиц поступил на Нижегородский и Ухтинский НПЗ. Схемы замещения обеспечивают дополнительный эффект за счет оптимизации транспортных расходов.

Поставки сырья на зарубежные НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», на комплексы ISAB и Zeeland в 2011 году составили 19,6 млн т, что на 6,3% ниже по сравнению с 2010 годом в основном из-за приостановки деятельности Одесского НПЗ в конце 2010 года. Поставки нефти на переработку на сторонние заводы составили 0,27 млн т, многократно увеличившись по сравнению с 2010 годом в результате роста переработки на НПЗ в Казахстане.

На **внутреннем рынке** в 2011 году было реализовано 4,5 млн т нефти, что на 22,8% больше, чем в 2010 году. Это обеспечивает гарантированный сбыт нефти на внутреннем рынке по формулам с премией к экспортной альтернативе.

Экспорт нефти из России дочерними обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» (с учетом нефти, приобретенной у сторонних производителей) в 2011 году составил 34,7 млн т (696,8 тыс. барр./сут), что на 14,5% ниже уровня 2010 года. Уменьшение объема экспорта обусловлено снижением объема добычи нефти.

Основная часть экспорта нефти Компании осуществлялась через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть» (доля таких поставок в общем экспорте составила 84,7%). Однако объем таких поставок по сравнению с 2010 годом снизился на 6,9%, до 29,4 млн т. Доля объема экспортных поставок, минуя систему ОАО «АК «Транснефть», в 2011 году снизилась с 22,2% до 15,2%, в основном из-за снижения добычи на Южно-Хыльчукском месторождении. Цена при таких поставках определялась в соответствии с фактическим качеством поставляемой нефти, с премией к цене Юралс.

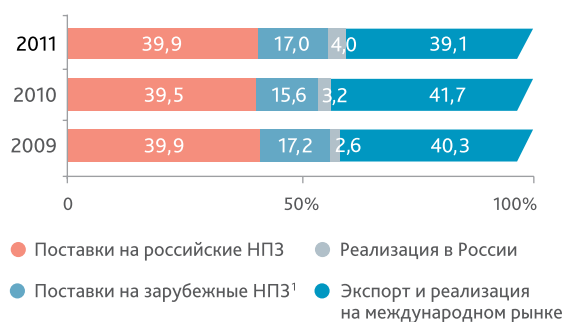
В ОТЧЕТНОМ ГОДУ КОМПАНИЯ ЭКСПОРТИРОВАЛА 5,1 МЛН Т НЕФТИ ЧЕРЕЗ СОБСТВЕННЫЕ ТЕРМИНАЛЫ. ЧЕРЕЗ ВАРАНДЕЙСКИЙ ТЕРМИНАЛ В 2011 ГОДУ БЫЛО ЭКСПОРТИРОВАНО 4,0 МЛН Т НЕФТИ, ЧЕРЕЗ ПОРТ СВЕТЛЫЙ – 1,1.

В 2011 году ОАО АНК «Башнефть» и ОАО «ЛУКОЙЛ» создали совместное предприятия по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова, подписав договор о приобретении ОАО «ЛУКОЙЛ» 25,1% доли ООО «Башнефть-Полюс» – владельца лицензии на пользование участком недр, а также договор участников совместного предприятия. Договором участников предусмотрена транспортировка нефти с месторождений им. Р. Требса и А. Титова через Варандейский терминал.

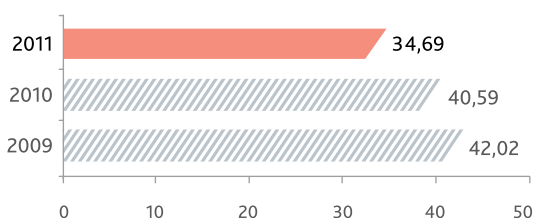
В 2011 году проводилась работа по оптимизации экспортных направлений. В условиях низкой эффективности (до ноября 2011 года) поставки нефти через порт Новороссийск были существенно сокращены. Высвободившиеся объемы были размещены на наиболее выгодных экспортных направлениях – в Белоруссии и Казахстане, а также на сторонних НПЗ РФ.

На **международном рынке** (с учетом экспорта) было реализовано 43,8 млн т нефти, из них 6,2 – в странах ближнего зарубежья и 37,6 – в странах дальнего зарубежья. Общий объем реализации нефти на российском и международном рынках в 2011 году составил 48,3 млн т, что на 6,1% ниже уровня 2010 года.

Структура реализации нефти, %



Экспорт нефти из России, млн т



¹ Включая нефтепродукты, поставляемые на ISAB и Zeeland.

Реализация газа

ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС – ЭТО НОВЫЙ, ДИНАМИЧНО РАЗВИВАЮЩИЙСЯ СЕГМЕНТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ». ЕГО РАСШИРЕНИЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ГРУППЫ И НАПРАВЛЕНО НА КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЮ ЗАПАСОВ ГАЗА И УВЕЛИЧЕНИЕ СТОИМОСТИ КОМПАНИИ.

В 2011 году объем реализации природного, попутного нефтяного и отбензиненного сухого газа российскими организациями Группы составил 13 846 млн м³, что на 2% ниже уровня 2010 года. В том числе Группа реализовала 9 780 млн м³ газа в адрес ОАО «Газпром» и его аффилированных лиц (включая почти 8,3 млрд м³ природного газа с Находкинского месторождения Компании) и 4 066 млн м³ газа прочим потребителям (включая поставки на ГПЗ Компании).

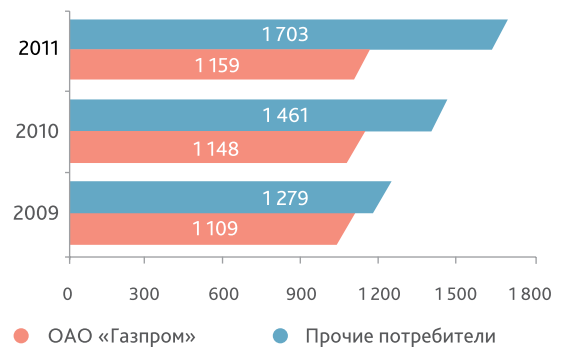
В отчетном году заключено Соглашение между ОАО «Газпром» и ОАО «ЛУКОЙЛ» о поставках газа с месторождений Большехетской впадины с 2012 по 2016 годы в объемах 8,35–12,11 млрд м³ по цене минимально допустимой ФСТ для промышленности Ямало-Ненецкого автономного округа минус 15%. Кроме того, согласно подписанному документу, после того как ЛУКОЙЛ начнет добычу газа на месторождениях Северного Каспия, ОАО «Газпром» примет исчерпывающие меры по приему всего северокаспийского газа в свою ГТС и поставит аналогичные объемы газа по схемам замещения на предприятия группы «ЛУКОЙЛ».

В результате активной работы специалистов Компании удалось внести изменения в принципы тарифообразования на транспортировку газа по ГТС ОАО «Газпром» для независимых производителей, что позволит эффективно транспортировать газ на большие расстояния.

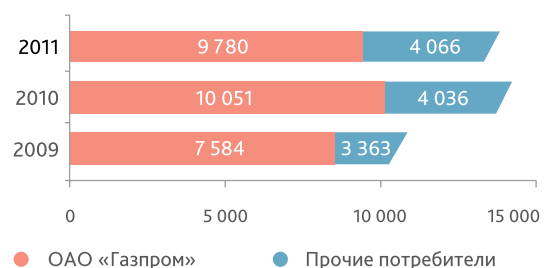
Средневзвешенная цена реализации газа в отчетном году выросла по сравнению с 2010 годом на 5% и составила около 1 290 руб./тыс. м³

(1 159 руб./тыс. м³ в адрес ОАО «Газпром» и 1 703 руб./тыс. м³ в адрес конечных потребителей) в результате роста доли и цен по высокоэффективным поставкам конечным потребителям.

Цена реализации газа ОАО «ЛУКОЙЛ», руб./тыс. м³



Структура реализации газа ОАО «ЛУКОЙЛ», млн м³



Газовый баланс

РОССИЯ

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

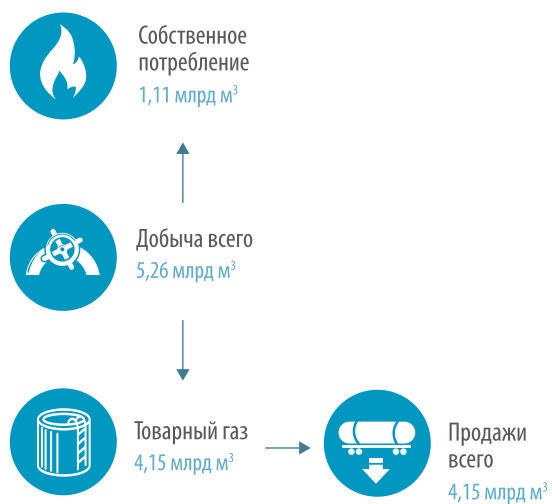


ПОПУТНЫЙ ГАЗ



ЗАРУБЕЖЬЕ

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

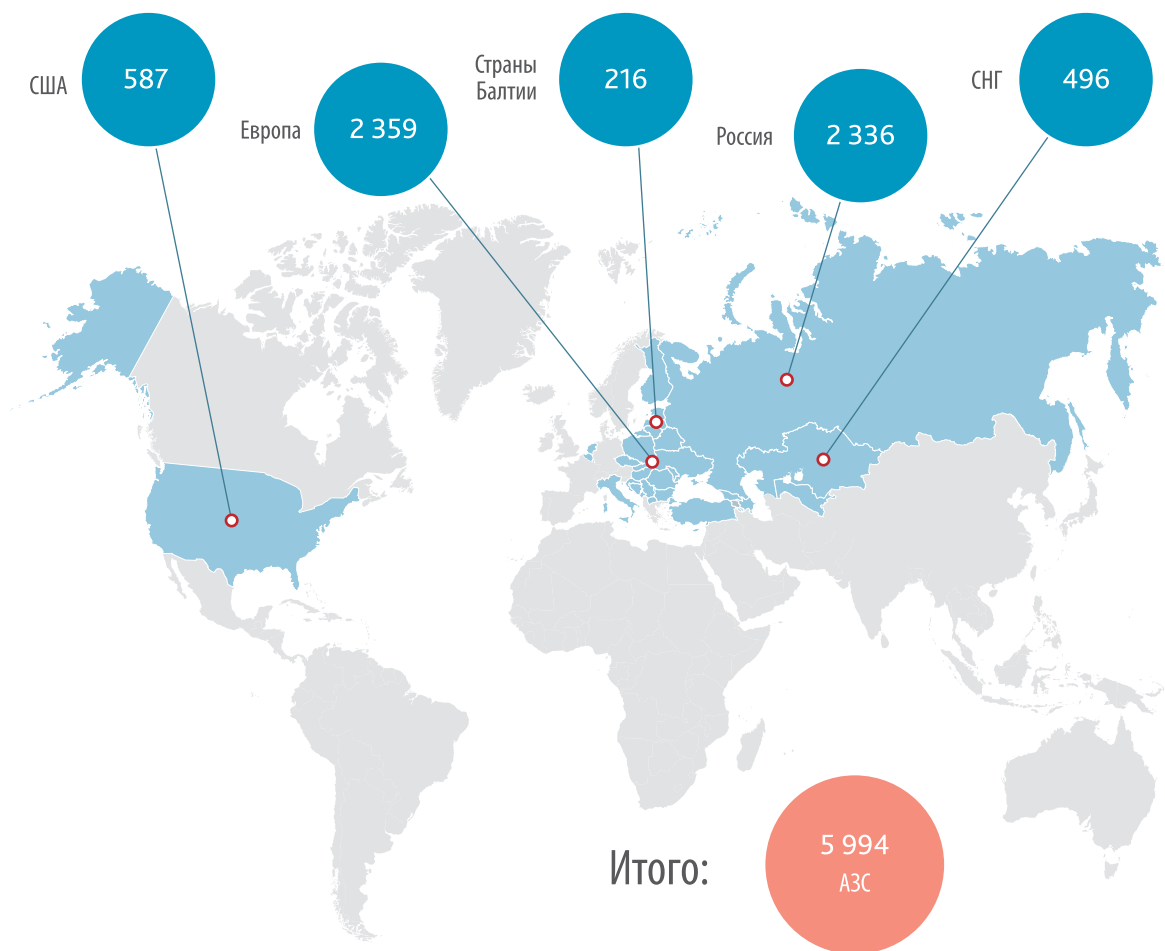


ПОПУТНЫЙ ГАЗ

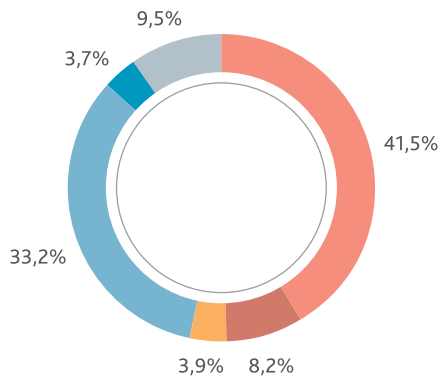


Сбыт нефтепродуктов

СБЫТОВАЯ СЕТЬ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» (КОЛИЧЕСТВО АЗС) НА 31.12.2011



Структура реализации собственных нефтепродуктов компании в 2011 году (опт и розница)



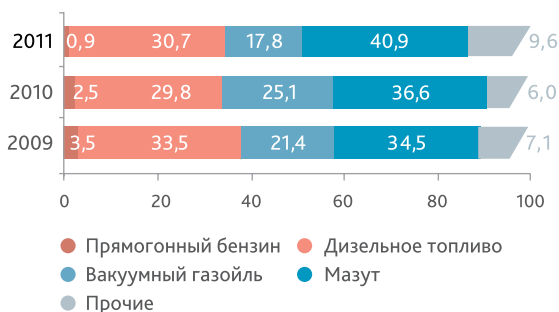
- Россия
- СНГ
- Балтия
- Европа
- Турция
- США

ОПТОВАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИЕЙ

В 2011 году на **внутреннем рынке** оптовым покупателям было реализовано 11,0 млн т нефтепродуктов, что на 0,4% больше по сравнению с 2010 годом.

Экспорт нефтепродуктов в 2011 году уменьшился на 6,9%, до 24,0 млн т, при одновременном увеличении поставок средних дистиллятов на внутренний рынок РФ. Структура экспорта в отчетном году осталась без изменений:

Структура экспорта нефтепродуктов, %



в основном Компания экспортировала из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили около 89% от всего объема экспортируемых нефтепродуктов. Структура экспорта Компании в целом соответствует общероссийской структуре.

Основным видом транспортировки нефтепродуктов Группы на экспорт в 2011 году по-прежнему оставался железнодорожный транспорт. Этим видом транспорта было экспортировано около 79% нефтепродуктов. В частности, перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом осуществлялись до терминала в Высоцке. В 2011 году через терминал было отгружено 9,9 млн т нефтепродуктов, в том числе 0,5 млн т вакуумного газойля, 2,0 млн т дизельного топлива и 6,4 млн т мазута.

Экспорт нефтепродуктов в отчетном году осуществлялся также водным и трубопроводным транспортом, на долю которых приходилось 12 и 9% экспорта Компании соответственно.

В 2011 году продолжена работа по повышению эффективности продаж продукции нефтехимии за счет логистических схем. Так, переориентированы поставки ПЭНД (полиэтилен низкого давления) и полипропилена с экспортных направлений на внутренний рынок. Перераспределены поставки ПЭНД и полипропилена с наименее прибыльного направления – Китай, на более выгодные экспортные направления – Украина, Азербайджан, Киргизия. За 2011 год по соглашениям с ЗАО «СИБУР-Холдинг» осуществлены взаимные поставки нефтехимической продукции, что позволило получить дополнительный эффект при оптимизации направления поставок.

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, поставки

ресурсов третьих лиц и эффективное снабжение собственных сетей. 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.

РОЗНИЧНАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2012 года охватывала 26 стран, включая Россию, страны СНГ и Европы (Азербайджан, Беларусь, Бельгия, Болгария, 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 183 нефтебазы с общей резервуарной емкостью 2,7 млн м³ и 5 994 автозаправочные станции (включая АЗС, работающие по договорам франчайзинга).

ОБЪЕМ РОЗНИЧНЫХ ПРОДАЖ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЧЕРЕЗ СОБСТВЕННЫЕ И АРЕНДОВАННЫЕ АЗС В 2011 ГОДУ СОСТАВИЛ 15,25 МЛН Т, ЧТО НА 6% ВЫШЕ УРОВНЯ 2010 ГОДА. ОБЪЕМ СРЕДНЕСУТОЧНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ НА ОДНУ АЗС (СОБСТВЕННУЮ И АРЕНДОВАННУЮ) В ОТЧЕТНОМ ГОДУ ВЫРОС ДО 8,8 Т/СУТ (8,1 Т/СУТ В 2010 ГОДУ).

Увеличение объемов розничной реализации было достигнуто за счет роста объемов продаж на российском рынке (+15,4% по сравнению с показателем 2010 года). В течение 2011 года вследствие планового ограничения техрегламентом оборота топлив класса 2 и в условиях отсутствия технической возможности производить топливо соответствующего качества у половины компаний-производителей нефтепродуктов розничный рынок РФ испытывал крайний дефицит качественного топлива. Спрос на нефтепродукты ОАО «ЛУКОЙЛ» в рознице в значительной мере превысил плановые ожидания, рассчитанные с учетом естествен-

ного прироста годового потребления и сезонного роста спроса. В то же время объем реализации на международном рынке в 2011 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 78 АЗС (21 АЗС передана в аренду, 6 ликвидированы, 51 передана в дилерское управление). В России были оптимизированы 102 АЗС (27 АЗС переданы в аренду, 9 ликвидированы, 18 проданы, 48 переданы в дилерское управление) и 9 нефтебаз (1 передана в аренду, 4 проданы, 2 законсервированы и 2 ликвидированы). В то же время продолжилось строительство и приобретение высокоэффективных станций и реконструкция уже имеющихся. В частности, в Европе и странах СНГ было построено 10 новых АЗС, 8 приобретено и 80 реконструировано (в том числе были установлены газовые модули и проведен ребрендинг). В России в отчетном году построены и введены в эксплуатацию 34 новые АЗС, реконструировано 35 действующих и приобретено 35.

Инвестиции в развитие сбытовой сети в 2011 году составили 339 млн долл.



В 2011 году было продолжено исполнение программы по развитию сбытовой сети и реализации сжиженных и сжатых газов. Общий объем реализации этой продукции группы «ЛУКОЙЛ» составил 891 тыс. т (в том числе 489 тыс. т через розничную сеть), что на 6,5% выше уровня 2010 года.

В отчетном году Компания продолжила развитие системы безналичных расчетов на АЗС с использованием топливных карт «ЛИКАРД». По состоянию на 1 января 2012 года сеть АЗС, оборудованных для приема топливных карт «ЛИКАРД», в России составила 2 796 АЗС (включая франчайзинговые). За рубежом оборудованием системы «ЛИКАРД» оснащена 771 АЗС. Всего через систему «ЛИКАРД» в 2011 году реализовано свыше 4,3 млн т нефтепродуктов на сумму свыше 4,9 млрд долл., в том числе на территории РФ по всем типам карт около 3,9 млн т нефтепродуктов.

С середины 2010 года Компания реализует Программу поощрения своих клиентов. На территории РФ по состоянию на 1 января 2012 года привлечено около 2,5 млн участников. Общая реализация по картам поощрения за 2011 год составила около 2 млн т нефтепродуктов.

РОССИЯ



Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» в России по состоянию на 1 января 2012 года включала 2 336 АЗС (в том числе франчайзинговые) и 109 нефтебаз емкостью 1,12 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 2011 ГОДУ ДОСТИГ 8,3 МЛН Т, ЧТО НА 18,3% ПРЕВЫШАЕТ УРОВЕНЬ 2010 ГОДА. СРЕДНЕСУТОЧНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НА ОДНУ АЗС В РОССИИ В ОТЧЕТНОМ ГОДУ ВЫРОСЛА С 10,2 ДО 11,7 Т/СУТ, ИЛИ НА 14,7%.

Инвестиции в развитие российского сектора розничной торговли в 2011 году составили 216 млн долл.

Для снижения затрат и повышения эффективности сбытовой сети российских организаций нефтепродуктообеспечения группы «ЛУКОЙЛ» проведены оптимизационные мероприятия по АЗС и нефтебазам. В отчетном году было продано 19 АЗС и 1 объект нефтебазового хозяйства, передано в аренду 33 АЗС, 7 ликвидировано, 81 передана в дилерское управление, 2 нефтебазы законсервированы, 2 ликвидированы и 2 переданы в аренду. В то же время в 2011 году Группа построила 34 новые АЗС, реконструировала 35 действующих и приобрела 35.

В рамках решения задач по повышению доходности бизнеса в 2011 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 2011 году составил 2,8 млн т, что на 5% больше, чем в 2010 году. При этом доля топлив «ЭКТО» в общем объеме розничных продаж моторных топлив составила около 34%.

С 1 квартала 2011 года высокооктановые бензины (92/95) на НПЗ Компании выпускаются в соответствии с требованиями класса 4 Техрегламента РФ (Евро-4).

В 2011 году в рамках Отраслевой стратегии бизнес-сегмента «Переработка и сбыт» была продолжена 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 составила 193 млн долл. (рост на 32% по сравнению с 2010 годом). При этом доля продовольственных товаров в выручке составляет 45%, доля фасованной продукции – 23, реализация сопутствующих непродовольственных товаров и услуг – 32. Увеличение выручки связано с повышением качества обслуживания на АЗС Компании, 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 3 658 АЗС (включая франчайзинговые) и 74 объекта нефтебазового хозяйства с резервуарной емкостью 1,6 млн м³.

Инвестиции в развитие сбытовой сети Компании за рубежом в 2011 году составили 123 млн долл.

Объем розничных продаж нефтепродуктов на международном рынке в отчетном году составил 6,9 млн т, что на 5,0% ниже уровня 2010 года. Уменьшение объема реализации обусловлено в основном реструктуризацией розничной сети в США. Среднесуточная реализация нефтепродуктов на одну АЗС в Европе составила 6,8 т/сут по сравнению с 6,5 т/сут в 2010 году. Вывод низкоэффективных АЗС из состава Группы позволил увеличить среднесуточную реализацию по сравнению с 2010 годом несмотря на снижение спроса в отдельных странах.

В 2011 году в Европе и странах СНГ Группа ввела в эксплуатацию 18 новых АЗС (10 – строительство, 8 – приобретение) и реконструировала 80.

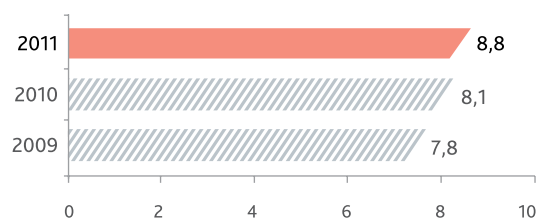
В отчетном году продолжилась реализация мероприятий по продвижению брендированных топлив «ЭКТО» за рубежом, в частности в Литве, Латвии, Эстонии, Украине, Румынии, Турции, Молдове, Болгарии, Македонии, Хорватии. Каждый год география реализации таких топлив

расширяется. В 2012 году планируется выход на рынки Азербайджана и Черногории. Общий объем реализации топлив «ЭКТО» (дизельного топлива и автобензина) в 2011 году составил 723 тыс. т, топлива реализовывались более чем на 1 200 АЗС.

В отчетном году внедрена программа лояльности клиентов в Турции на сети АЗС под брендом «ЛУКОЙЛ». К программе лояльности подключены 432 АЗС. Эмитировано более 400 тыс. карт программы. Стартовал запуск программы лояльности в Румынии. К пилотному проекту подключено 30 АЗС в Бухаресте.

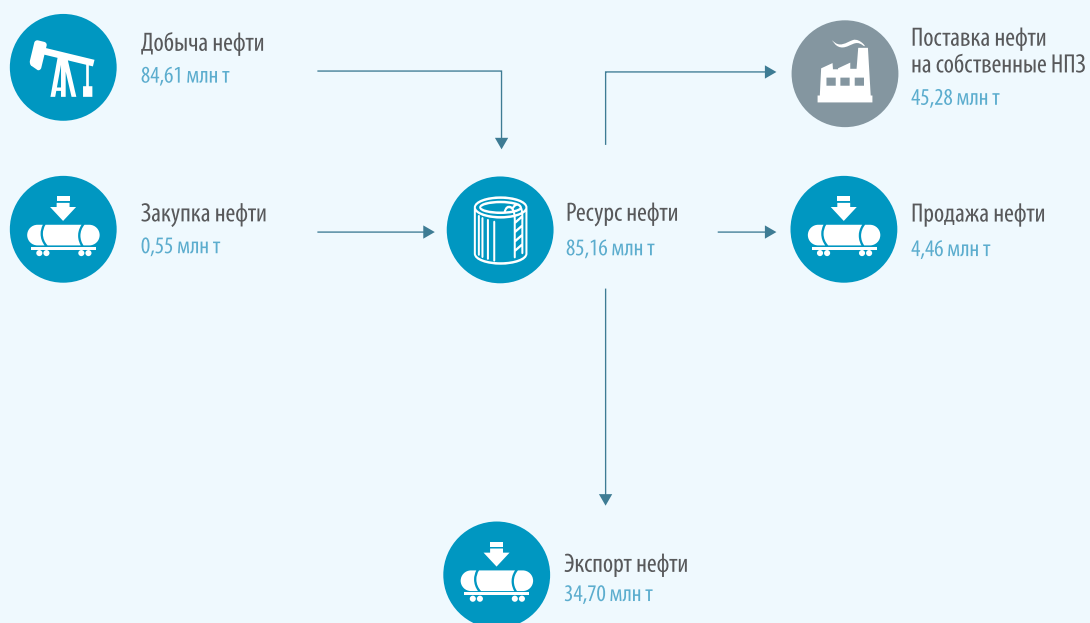
За рубежом, как и в России, Группа стремится увеличить доходность АЗС, в том числе за счет развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг. Так, выручка от реализации нетопливных товаров и услуг на АЗС Компании в Европе и СНГ в 2011 году составила около 507 млн долл., что на 10% выше, чем в 2010 году. 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 Группы, т/сут

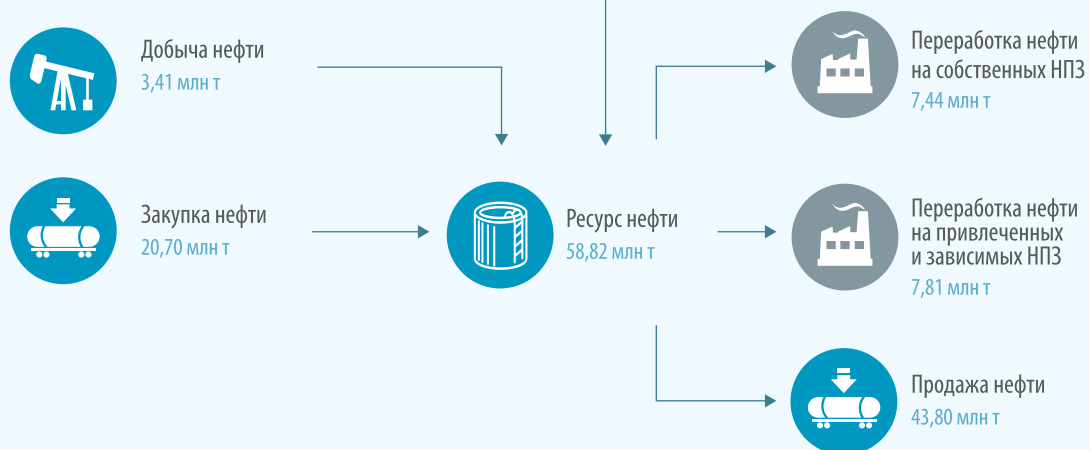


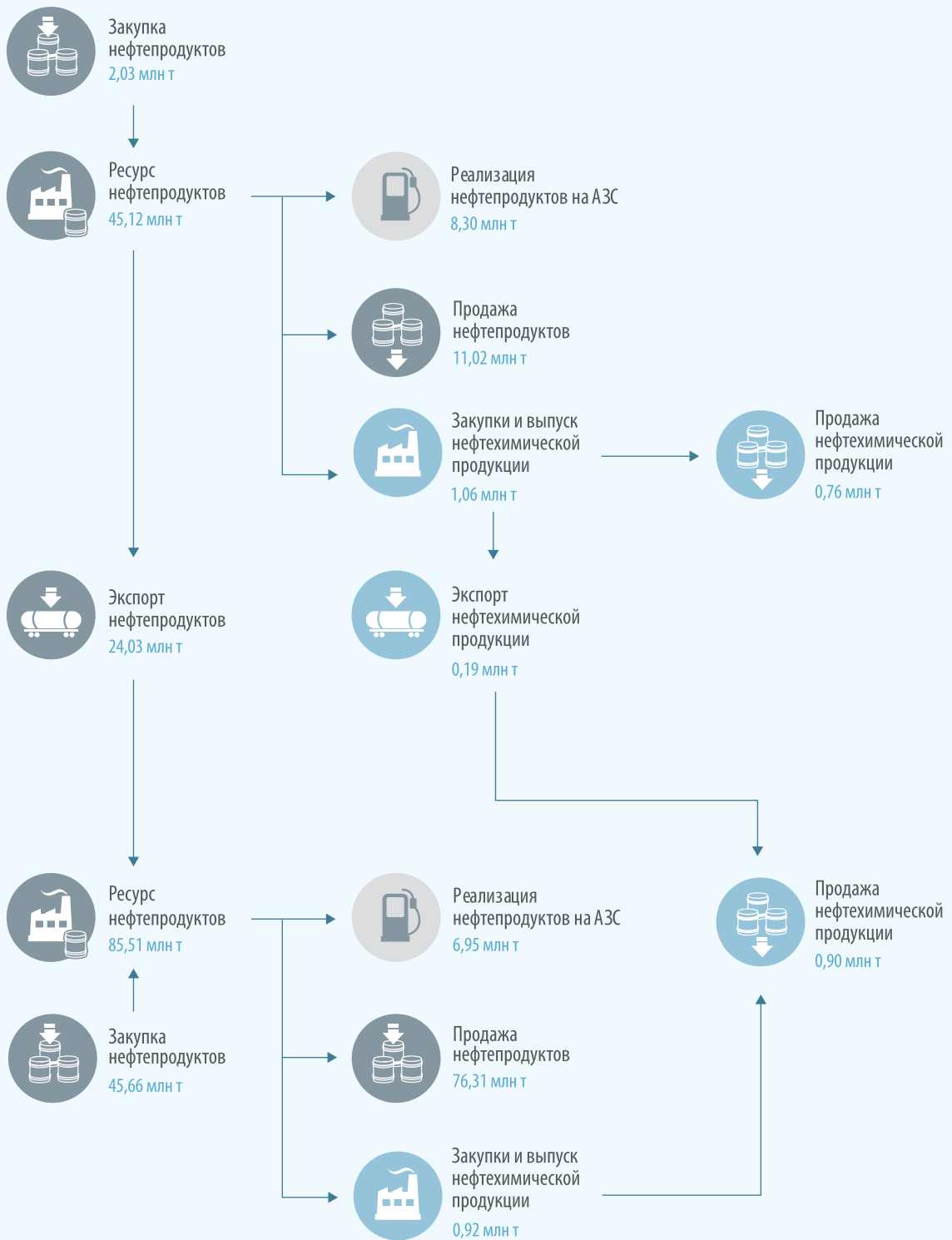
Товарный баланс дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» (2011)

РОССИЯ



ЗАРУБЕЖЬЕ





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.

Объем финансирования научно-технических работ в 2011 году был увеличен и составил более 140 млн долл. (в 2010 году – более 120 млн долл.). В 2011 году Научно-проектный комплекс ОАО «ЛУКОЙЛ» завершил организационные преобразования. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» включил в свой состав 4 региональных института, сформировав 5 филиалов по разным регионам деятельности. Институты, формирующие научно-проектный комплекс Компании, выполнили научно-исследовательские, проектно-изыскательские и иные работы общей стоимостью 310 млн долл.

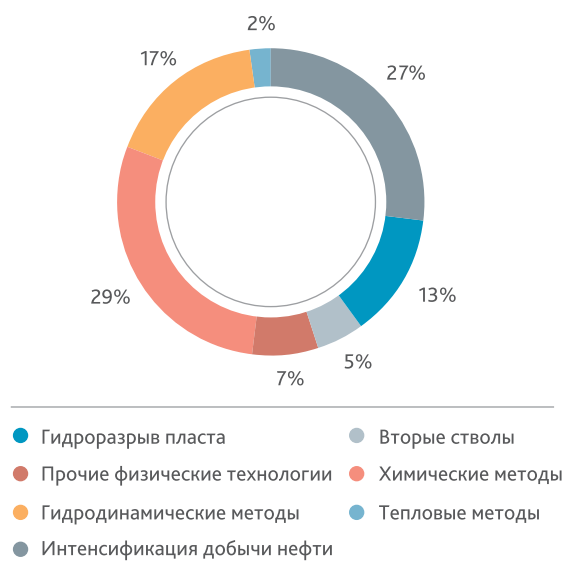
В 2011 году была создана Рабочая группа ОАО «ЛУКОЙЛ» по вопросам участия в инновационном проекте «Сколково». В течение 2011 года была проведена работа по отбору научно-технических проектов, рекомендуемых к реализации в рамках совместной работы с инновационным центром «Сколково». На 2012–2014 годы запланировано проведение научно-исследовательской работы ОАО «РИТЭК» совместно с центром «Сколково».

В 2011 году Группа продолжала активно сотрудничать с государственной корпорацией «Российская корпорация нанотехнологий» (далее – РОСНАНО) в области коммерциализации нанотехнологий и их внедрения в нефтегазовой отрасли. Так, с целью развития инновационной деятельности в сфере освоения трудноизвлекаемых запасов баженновской свиты в течение отчетного года ОАО «РИТЭК» проводило с РОСНАНО совместные работы.

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.

Структура методов ПНП, использованных группой «ЛУКОЙЛ» (2011)



В 2011 ГОДУ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ БЫЛ ОСУЩЕСТВЛЕН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОРЫВ, ПОЗВОЛИВШИЙ ПОВЫСИТЬ ПРОГНОЗ ЭКОНОМИЧЕСКИ РЕНТАБЕЛЬНОГО ВВОДА В РАЗРАБОТКУ В 2012–2021 ГОДАХ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ В 3,6 МЛРД БАРР. НЕФТИ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РФ.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ

К прорывным технологиям, внедренным в 2011 году, относится бурение горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП). По итогам 2011 года введено 96 скважин с МГРП, добыча нефти составила 637 тыс. т. Средний дебит нефти – 56,3 т/сут. По результатам внедрения указанной технологии на Урьевском и Тевлинско-Русскинском месторождениях внесены значительные коррективы в планы разработки, увеличился проектный коэффициент извлечения нефти, доходность данных инвестиционных проектов значительно повысилась.

Кроме того, при строительстве горизонтальных скважин в промышленных масштабах внедрен расширенный комплекс LWD, позволяющий в режиме реального времени осуществлять проводку горизонтальных скважин в продуктивных пластах, обеспечивая тем самым максимальный контакт с коллектором.

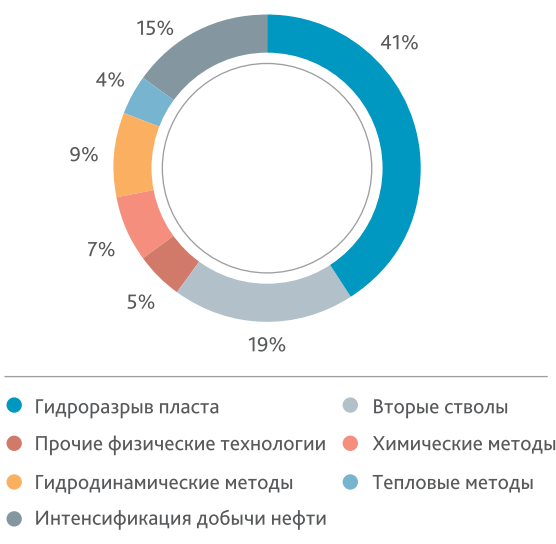
Бурение горизонтальных скважин на депрессии на месторождениях Западной Сибири позволило в 2–4 раза повысить дебиты по нефти по отношению к пробуренным ранее горизонтальным скважинам на глинисто-полимерных растворах, при этом удельные затраты сократились на 30%.

Успешные результаты работ по бурению и инвариантному заканчиванию скважин привели к значительной корректировке программ эксплуатационного бурения в среднесрочном периоде в сторону усложнения заканчивания и в целом благоприятно сказались на экономической эффективности инвестиционных проектов.

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**

Структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПНП (2011)



составляет более 20% от общего объема добычи. Компания применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты.

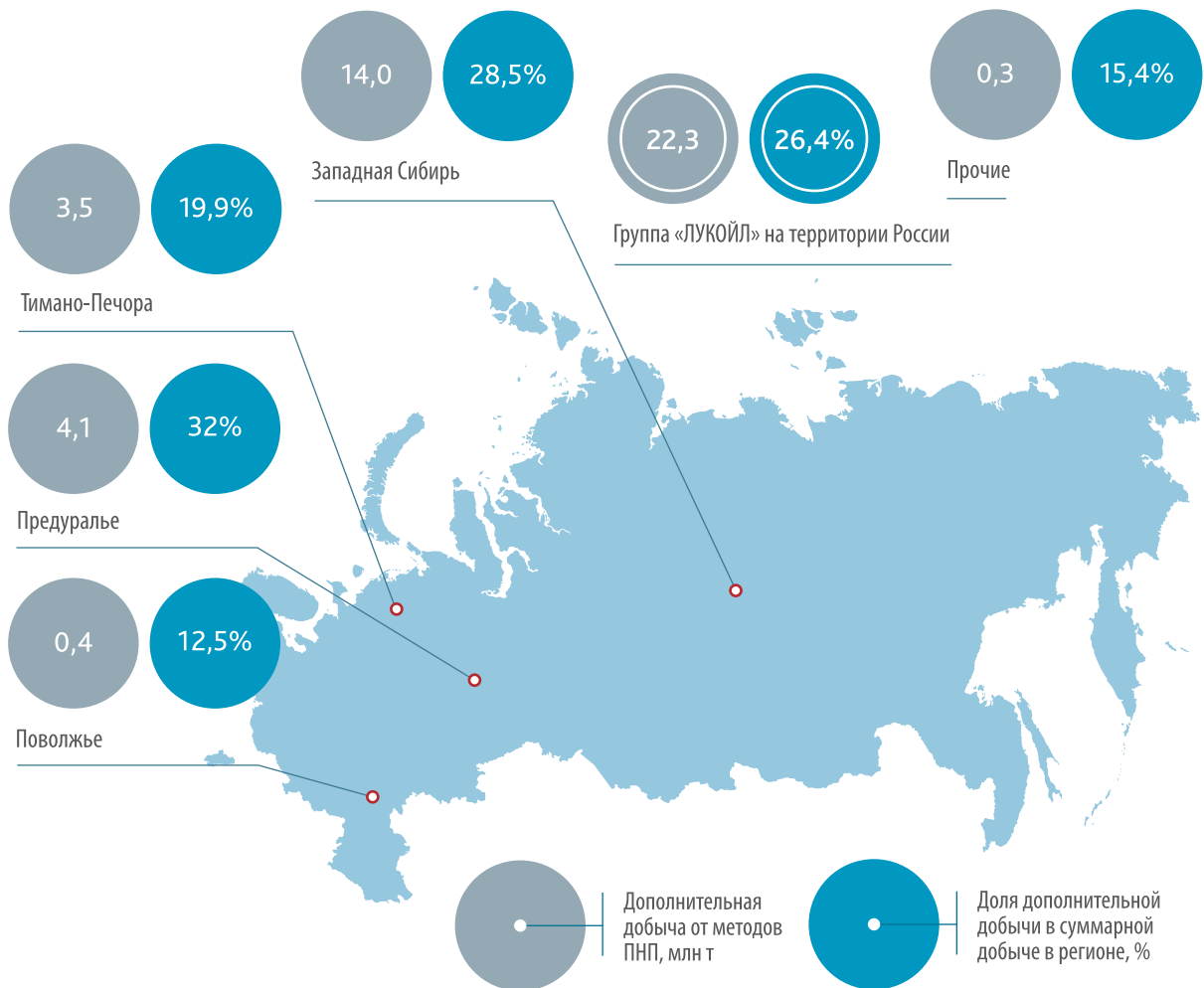
В 2011 году Группа выполнила 4 894 операции ПНП, что примерно на уровне предыдущего года. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения методов ПНП составила 22,3 млн т, или 26% от общей добычи нефти Компанией в России. Основной объем дополнительной добычи (почти 14,5 млн т) получен за счет физических методов, в первую очередь за счет гидроразрыва пласта (ГРП).

В 2011 году на месторождениях Группы проведена 681 операция ГРП со средним приростом дебита нефти 10,8 т/сут. Эффективность работ по гидравлическому разрыву пласта на скважинах Компании в 2011 году сопоставима с аналогичным показателем 2010 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 гидродинамических моделей, усиления контроля за качеством применяемых сервисными компаниями материалов и реагентов.

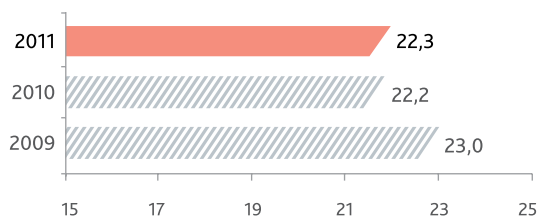
За счет других методов ПНП (гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи нефти) было добыто почти 8 млн т. В 2011 году продолжилось активное внедрение новейших химических технологий (было проведено 1 417 операций против 1 351 в 2010 году).

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное бурение вторых стволов. В 241 скважине были пробурены вторые стволы (224 годом ранее) со средним приростом дебита 20,4 т/сут. Стабильно высокая эффективность в первую очередь обусловлена подготовкой научно обоснованных мини-проектов с применением гидродинамического моделирования и повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов на

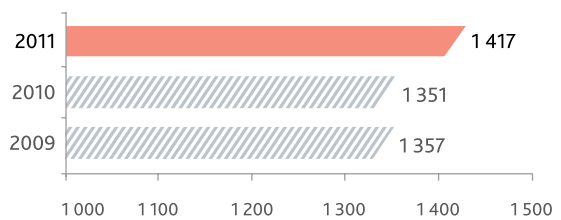
ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПНП В РОССИИ В 2011 ГОДУ



Дополнительная добыча от применения методов ПНП в России, млн т



Применение химических методов, скв.



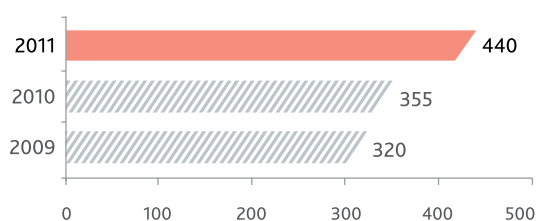
участках бурения вторых стволов. Следует отметить, что бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти.

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 3 млн т/год.

Пермо-карбоновая 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 нефтewытесняющей 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. Дополнительная добыча нефти от применения тепловых методов по залежи с начала внедрения составила более 6,1 млн т.

Число геолого-гидродинамических моделей по месторождениям, шт.



Впервые в условиях залежи введен в опытную эксплуатацию участок с площадным тепловым воздействием на пласт в системе горизонтальных скважин. В 2012 году планируется начать эксперимент по испытанию технологии перпендикулярного термогравитационного дренирования пласта.

Ярегское месторождение разрабатывается по термошахтной технологии. Добыча на месторождении осуществляется в основном шахтным способом. В 2011 году были начаты опытно-промышленные работы по усовершенствованию термошахтного способа с применением новейшего бурового станка, позволяющего бурить подземные скважины протяженностью до 800 м, что более чем в 2,5 раза превышает длину традиционных подземных скважин. Таким образом, применение нового бурового станка в сочетании с внедрением комбайнов при горно-проходческих работах позволит заметно сократить затраты на подготовку уклоновых блоков к разработке и повысит производительность труда.

На Лыаельской площади месторождения за отчетный период выполнено бурение 5 пар добывающих и нагнетательных скважин с горизонтальным заканчиванием и протяженностью ствола до 1 100 м. Целью опытных работ является освоение различных технических и технологических аспектов использования горизонтальных скважин в качестве нагнетательных и эксплуатационных. Выбранная технология аналогична методу SAGD (термогравитационного дренирования пластов), применяемому на битуминозных песках в Канаде, и показала свою эффективность на опытно-промышленном участке.

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

В 2011 году нефтегазодобывающие организации группы «ЛУКОЙЛ» вели добычу нефти и газа на 358 месторождениях, расположенных на территории Российской Федерации. Мониторинг процессов разработки, выбор оптимального комплекса и эффективности геолого-технических мероприятий для выработки запасов проводится с использованием геолого-гидродинамического моделирования. 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 разбурировании месторождений и применении методов повышения нефтеотдачи пластов. В таких регионах, как Западная Сибирь, Тимано-Печора и Калининградская область, геолого-гидродинамическим моделированием предполагается охва-

тить все месторождения. Так, несмотря на то что запасы в традиционных регионах давно находятся в разработке, Компании удастся добиваться стабилизации, а в ряде регионов – и прироста дебита скважин. Полученный результат – следствие повышения качества геологических и гидродинамических моделей и их активного использования при постановке эксплуатационного бурения, продолжающейся работы по совершенствованию технологий заканчивания скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Технологии в сфере нефтепереработки



В компании «ЛУКОЙЛ» особый акцент делается на 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 настоящее время Компания проводит работы по строительству нового оборудования и модернизации на всех своих НПЗ. Так, в 2011 году на Ухтинском

НПЗ продолжались работы по техпереворужению вакуумного блока АВТ и модернизации реакторного блока ГДС-850. На Нижегородском НПЗ в 1 квартале 2011 года введена в эксплуатацию установка фтористоводородного алкилирования. Проектная мощность комплекса каталитического крекинга вакуумного газойля, строительство которого завершилось в конце 2010 года, достигнута. На Волгоградском НПЗ в декабре 2011 года введена в эксплуатацию новая установка замедленного коксования мощностью 1 млн т/год.

Принятая в 2011 году Программа стратегического развития группы «ЛУКОЙЛ» на 2012–2021 годы в части НПЗ предусматривает строительство ряда комплексов и установок, в результате которого будут существенно увеличены выход светлых нефтепродуктов и производство автобензинов и дизельного топлива высшего качества. Кроме того, будет значительно снижено вредное воздействие на окружающую среду.

Проводятся также исследования по повышению эффективности энергопотребления и эксплуатационной безопасности НПЗ, ГПЗ и предприятий нефтехимии.

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 рецептур. Эта работа ведется специалистами Компании в тесном сотрудничестве с научными центрами России.

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 было разработано 38 новых видов смазочных материалов. В 2012 году планируется вывод на российский рынок новой линейки масел серии LUKOIL GENESIS, соответствующих самым современным требованиям мировых автопроизводителей, в т.ч. по топливной экономичности и экологическим характеристикам.

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, 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 их функциональности, а также распространение на большее число организаций Группы. Последовательно создавая и развивая интегрированную систему управления (ИСУ), к концу 2011 года на базе решений SAP мы осуществили внедрение 24 модулей в 112 организациях.

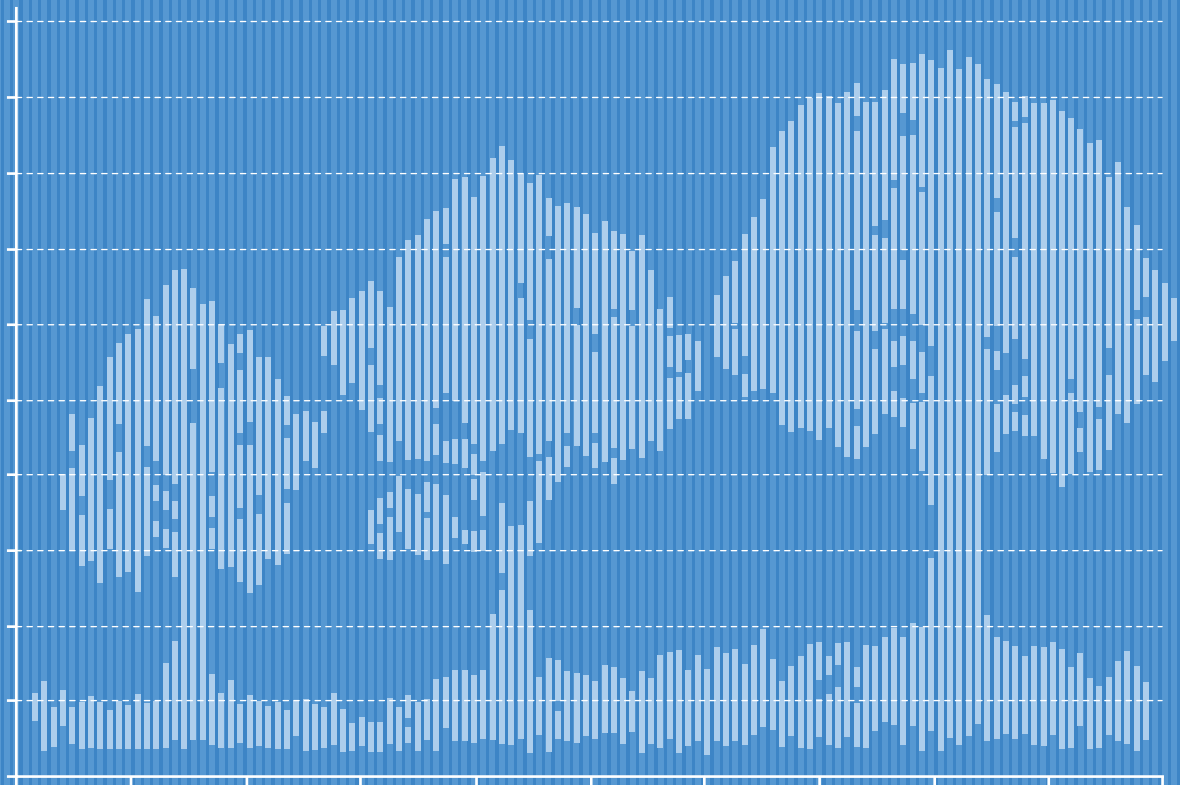
Интегрированная система управления¹ должна привести к единому стандарту и правильно организовать информационные потоки, циркулирующие между организациями Группы. В рамках перехода на Глобальное решение ИСУ разработаны локальные нормативные акты по портфелям активов и проектов, а также по бизнес-процессам на основе базовых документов системы управления по совершенствованию корпоративной системы управления. Разработана модель процессного управления группы «ЛУКОЙЛ», обеспечивающая взаимосвязку бизнес-процессов.



¹ Стр. 83 Отчета о деятельности 2010

6

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ



Охрана окружающей среды



В 2011 году в рамках формирования стратегии группы «ЛУКОЙЛ» на 2012–2021 годы подготовлена функциональная программа развития в области охраны окружающей среды. В качестве стратегических ориентиров обеспечения экологической безопасности определены:

- Достижение 95%-го уровня использования попутного нефтяного газа (ПНГ)
- Прекращение сброса загрязненных сточных вод в водные объекты
- Снижение выбросов парниковых газов и получение дополнительного дохода от реализации механизмов ст.6 Киотского протокола
- Полная ликвидация «прошлых экологических ущербов»
- Коэффициент отношения образующихся отходов к утилизированным – не выше 1
- Доля сверхнормативных выбросов в структуре платы за негативное воздействие на окружающую среду – не более 15%
- Сокращение числа отказов трубопроводов и реабилитация загрязненных в результате данных отказов земель

Компания в своей работе руководствуется самыми высокими стандартами охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Осознанное принятие ответственности перед обществом за рациональное использование природных ресурсов и сохранение благоприятной экологической ситуации является одним из основных условий при реализации проектов.

В 2011 году группа «ЛУКОЙЛ» проводила планомерные работы по обеспечению промышленной и экологической безопасности, предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций.

В июле 2011 года Правление Компании утвердило корректировку на 2011–2013 годы Программы экологической безопасности организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 2009–2013 годы, сформированную на основе актуализации реестра экологических аспектов, предложений организаций Группы, а также с учетом выделенного в структуре Компании бизнес-сектора «Электроэнергетика». Объем требуемого финансирования на реализацию мероприятий Программы на период 2011–2013 годы составляет около 2 млрд долл.

В отчетном году на выполнение мероприятий по обеспечению экологической безопасности направлено более 700 млн долл. Значительная доля этих средств была направлена на обеспечение требований государства по утилизации с 2012 года 95% попутного газа.

В 2011 году реализация природоохранных мероприятий обеспечила сокращение большинства параметров воздействия на окружающую среду (в т. ч. удельных), за исключением выбросов загрязнений в атмосферный воздух. Рост массы выбросов обусловлен существенным увеличением малой генерации электроэнергии на объектах Компании и соответствующим ростом потребления топлива, а также ростом объемов сжигания попутного нефтяного газа в ряде организаций Группы. В настоящее время мы уделяем особое внимание повышению уровня утилизации в целях исполнения требований Правительства РФ по утилизации не менее 95% попутного нефтяного газа и мини-

мизации начисления с 2012 года сверхнормативных экологических платежей. Планируется, что к 2015 году все предприятия Группы будут удовлетворять этим требованиям.

По итогам 2011 года было зарегистрировано снижение сброса загрязненных сточных вод более чем в 2 раза. Это обусловлено проведением мероприятий по повышению эффективности работы очистных сооружений. Сокращение потребления водных ресурсов на 6% достигнуто в первую очередь в результате организационно-технических мероприятий по рациональному водопользованию организаций бизнес-сектора «Электроэнергетика» (наиболее крупный водопользователь Группы).

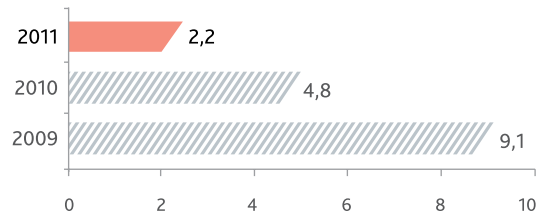
Существенным стимулом инвестирования средств в мероприятия, направленные на сокращение выбросов в атмосферный воздух парниковых газов, стали эколого-экономические механизмы Киотского протокола. В целом по состоянию на начало 2012 года в портфель российских проектов снижения выбросов парниковых газов (ПГ) группы «ЛУКОЙЛ» входит 14 проектов с общим объемом сокращений выбросов ПГ за период 2008–2012 годов около 33 млн т CO₂-эквивалента. В настоящее время наиболее близкими к конечной цели реализации являются 4 проекта, которые прошли все процедуры разработки, конкурсный отбор Сбербанка России и утверждены приказами Минэкономразвития России как проекты совместного осуществления в соответствии со статьей 6 Киотского протокола. При этом по проектам ОАО «РИТЭК» уже совершена сделка на продажу единиц сокращений выбросов.

Обеспечение экологической безопасности в организациях группы «ЛУКОЙЛ» в 2011 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:

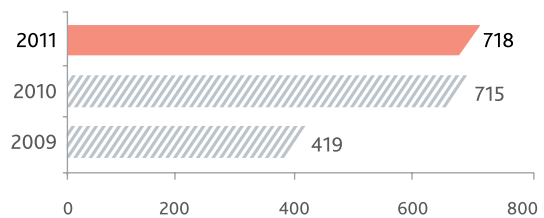
- Диагностика и капитальный ремонт трубопроводного транспорта
- Модернизация и строительство объектов, повышающих уровень использования нефтяного газа
- Приобретение оборудования для ликвидации возможных аварийных разливов нефти и нефтепродуктов
- Рекультивация нарушенных и загрязненных нефтью земель
- 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

В отчетном году был проведен надзорный аудит системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды группы «ЛУКОЙЛ». Аудиторы международной сертифицирующей компании «Бюро Веритас» посетили 21 организацию Группы. По итогам надзорного аудита организаций группы «ЛУКОЙЛ» выявлено два существенных несоответствия в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» (устранены в ходе аудита) и 17 несущественных, но требующих разработки корректирующих и предупреждающих мероприятий.

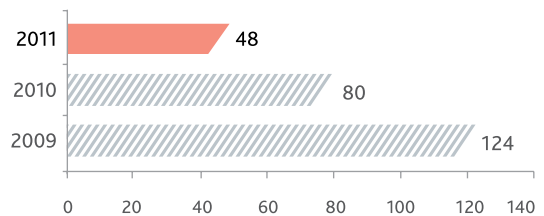
Сброс загрязненных сточных вод, млн м³



Затраты на охрану окружающей среды, млн долл.



Количество аварий с экологическим ущербом



Промышленная безопасность и охрана труда

В 2011 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 была разработана и принята Программа промышленной безопасности, улучшения условий и охраны труда, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ОАО «ЛУКОЙЛ» и других организациях Группы на 2011–2015 годы. В Программу включено 67 организаций Группы. Затраты на выполнение Программы в 2011 году составили почти 300 млн долл.

В 2011 году по сравнению с 2010 удалось достигнуть улучшения основных показателей по травматизму, в том числе по общему количеству несчастных случаев. Так, в отчетном году в организациях группы «ЛУКОЙЛ» произошло 19 несчастных случаев по сравнению 43 в 2010 году. При этом количество пострадавших уменьшилось с 49 до 25 человек, случаев смертельного травматизма не было (в 2010 году погибли 2 человека).

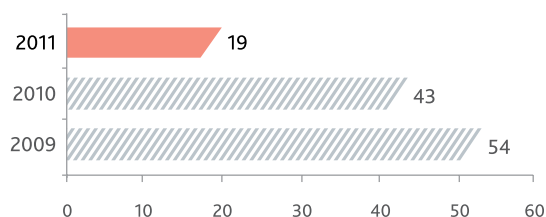
Однако необходимо отметить, что произошла сложная авария с последующим взрывом и пожаром в цехе разделения пирогаза и получения бензола ООО «Ставролен». В результате аварии 9 человек из числа персонала и подрядных организаций получили травмы различной степени

тяжести. Для ликвидации пожара привлекались значительные силы и средства пожарной охраны МЧС России и иные аварийно-спасательные службы.

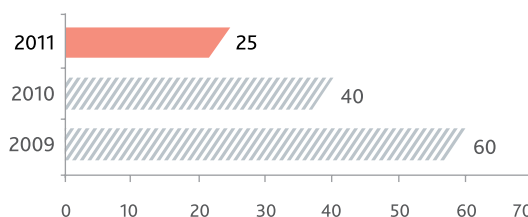
Осуществление комплекса плано-предупредительных мероприятий позволило не допустить в группе «ЛУКОЙЛ» происшествий, которые можно было бы расценить как чрезвычайные ситуации. Регулярное проведение учений и тренировок на морских и речных терминалах Компании, на объектах добычи, переработки и хранения нефти 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 90 учений и тренировок по ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов.

В сентябре 2011 года в акватории Северного Каспия проведены международные комплексные учения «Каспий – 2011». В них активное участие приняли спасательные подразделения Казахстана и Азербайджана. Впервые присутствовали наблюдатели от Туркменистана. Учения прошли с применением авиации, специализированных судов, были задействованы силы по прикрытие береговой зоны. Уровень подготовки участников, порядок взаимодействия различных спасательных формирований, в том числе и зарубежных спасателей, работа координационного спасательного центра и КЧС «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» получили высокую оценку руководства МЧС России.

Количество несчастных случаев



Общее количество пострадавших



Персонал и социальные программы

Успех Компании полностью зависит от людей, которые в ней работают. Поэтому ОАО «ЛУКОЙЛ» делает все возможное для создания и сохранения команды профессионалов, способной решать все стоящие перед Компанией амбициозные задачи. Социальная политика Группы направлена на повышение эффективности работы, полную реализацию потенциала и социальную защищенность работников. Мы внимательно относимся к мотивации наших работников и стараемся, чтобы каждый был лично заинтересован в достижении Компанией наилучших результатов.

ЛУКОЙЛ стремится к тому, чтобы система управления персоналом соответствовала лучшим мировым стандартам. В отчетном году был проведен анализ практики построения систем управления ведущих мировых топливно-энергетических компаний, основанной на принципах управления ресурсами, активами и бизнес-процессами. Разработаны унифицированные модели управления основной деятельностью организаций Группы, исключая неэффективные звенья и дублирование функций управления. В соответствии с новыми моделями и разработками проводится оптимизация организационных структур предприятий группы «ЛУКОЙЛ», завершение которой планируется до конца 2012 года.

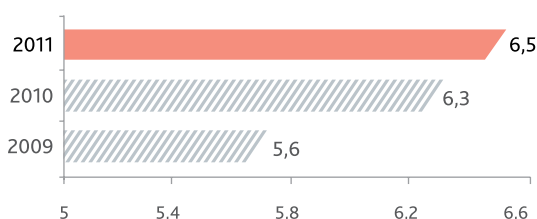
Компания активно использует потенциал социального партнерства в сфере труда, постоянно расширяет и укрепляет практическое взаимодействие со своим профсоюзом, органами государственной власти и местными сообществами. Так,

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 соответствии с Трудовым кодексом РФ. В 2011 году Компания приняла участие в 10 заседаниях Комиссии по 79 вопросам.

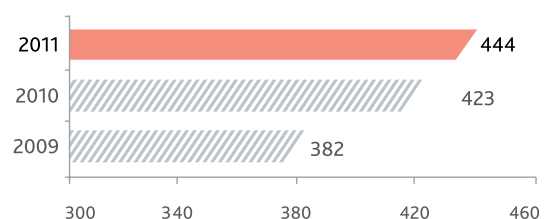
Для повышения эффективности производственной и финансовой деятельности ЛУКОЙЛ проводит мероприятия по реорганизации структурных подразделений и выводу из состава обществ непрофильных подразделений на внешний сервис. Благодаря этой работе численность работников организаций Группы по сравнению с 2010 годом снизилась на 7,5%. Таким образом, продолжается тенденция к повышению производительности труда и удельных показателей эффективности по Компании: выручка на одного работника в отчетном году выросла на 37,6%, чистая прибыль – на 24,3%.

В отчетном году особое внимание было уделено развитию систем оценки персонала. Так, была проведена оценка работы более 1 800 работников центрального аппарата Компании. Результаты оценки деятельности персонала были использованы при формировании планов развития работников и расчете годовой премиальной выплаты по итогам работы в 2010 году. Кроме того, был реализован пилотный проект по оценке кандидатов в резерв кадров на руководящие

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



Нефтепереработка на собственных НПЗ на одного работника, т/чел.



должности организаций Группы в соответствии с утвержденной моделью корпоративных компетенций.

Для поддержания мотивации работников и обеспечения их заинтересованности в росте акционерной стоимости Компании ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание системе вознаграждения. Проводится регулярный мониторинг уровня заработных плат в отрасли. Это позволяет своевременно принимать решения по корректировке заработных плат для обеспечения их конкурентоспособности и привлечения в Компанию высококвалифицированных специалистов. Так, несмотря на существенное снижение численности персонала (более чем на 20%) за последние пять лет, фонд заработной платы вырос на 5%.

Помимо материального поощрения работники группы «ЛУКОЙЛ», достигшие выдающихся результатов в работе, поощряются морально. В 2011 году во всех организациях Группы проведены торжественные мероприятия по вручению работникам и трудовым коллективам государственных наград, ведомственных знаков отличия и наград Компании. Всего за прошедший год организовано награждение государственными наградами 38 работников. Ведомственными знаками отличия в труде награждено 754 работника. Наградами Компании – 2017 работников, 20 трудовых коллективов организаций группы «ЛУКОЙЛ». Наградами Союза нефтегазопромышленников России – 30 работников группы «ЛУКОЙЛ».

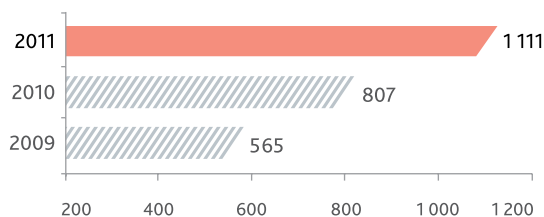
Эффективная система социальной защиты способствует привлечению в Компанию квалифицированных специалистов, снижает текучесть кадров, укрепляет корпоративный дух и является основой успешной производственной деятельности.

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

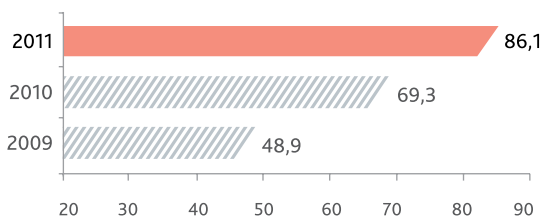
- создание условий отдыха и оздоровления работников и членов их семей, организация спортивно-оздоровительных мероприятий;
- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников Компании, включая добровольное медицинское страхование;
- оказание помощи работникам в приобретении собственного жилья;
- социальная поддержка женщин и семей с детьми;
- социальная поддержка молодых специалистов;
- негосударственное пенсионное обеспечение работников на долевой основе, с 2004 года действующее на принципах долевого участия работника и работодателя в формировании негосударственных пенсий. По состоянию на конец 2011 года в рамках долевого корпоративной пенсионной системы в накоплении индивидуальных пенсий активно участвовало более 38 тыс. работников российских организаций Группы, их взносы за год составили более 12,5 млн долл. Суммарные взносы Компании по программам негосударственного пенсионного обеспечения в России и за рубежом в отчетном периоде составили более 37 млн долл.

В 2011 году суммарные затраты организаций группы «ЛУКОЙЛ» на реализацию социальных программ для работников, членов их семей и неработаю-

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



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



щих пенсионеров составили более 286 млн долл., затраты на содержание социальной инфраструктуры, обеспечивающей предоставление социальных услуг – 83 млн долл.

Особое внимание ЛУКОЙЛ уделяет работе с молодыми специалистами, которая осуществляется 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 корпоративной культуре и корпоративным ценностям. В 2011 году был проведен VI Конкурс на звание «Лучший молодой специалист года», которое было присвоено 68 кандидатам из числа молодых специалистов Группы. Кроме того, работники Компании приняли активное участие в ежегодном Конкурсе на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса «ТЭК–2010». Победителями конкурса стали 27 работников организаций группы «ЛУКОЙЛ».

Продолжена работа по организации и проведению тренингов «Школа молодого специалиста», которые являются неотъемлемой частью системы обучения молодых специалистов. Тренинги направлены на сокращение периода адаптации молодого работника и повышение его профессиональной эффективности.

В рамках работы с молодежью традиционно были организованы практики студентов ведущих российских вузов (в 2011 году практику прошли 66 студентов). Была также продолжена работа по взаимодействию с профильными вузами страны и реализации проекта по отбору лучших студентов «Шаг в будущее».

В Западной Сибири прошел Второй форум молодых работников организаций группы «ЛУКОЙЛ», посвященный 20-летию Компании. К нему был приурочен телемост, соединивший молодых специалистов из Тимано-Печоры, Москвы, Перми, Нижнего Новгорода, Западной Сибири, южно- и восточноевропейского регионов.

В работе с персоналом мы уделяем особое внимание квалификации работников. В Группе функционирует система непрерывной подготовки кадров, направленная на приобретение работниками необходимых знаний и профессиональных навыков. ЛУКОЙЛ использует весь спектр современных средств обучения – бизнес-практикумы, выездные семинары, специальные программы обучения, зарубежные стажировки, тренинги, курсы повышения квалификации, дни профессиональной подготовки, дистанционное обучение, обучение программам MBA.

В 2011 году был открыт Корпоративный учебный центр в Астрахани для обучения персонала, занятого на морских нефтегазовых платформах, речных и морских нефтетерминалах, действиям в чрезвычайных ситуациях и обеспечению промышленной пожарной безопасности. Кроме того, было подписано соглашение с Государственной морской академией имени адмирала С. О. Макарова о подготовке, переподготовке и повышении квалификации работников Компании, занятых на морских нефтегазовых объектах.

В 2011 году очередная группа работников Компании из 15 человек прошла стажировку в компании ConocoPhillips.

Распределение работников по бизнес-сегментам в 2011 году, %



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 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 государственных секторов для решения актуальных социально-экономических проблем местных сообществ является необходимым элементом такого подхода.

Общие расходы Компании на благотворительные и социальные программы в 2011 году составили около 99 млн долл.

Компания выстраивает свою деятельность по двум стратегическим направлениям:

- социальные инвестиции
- программы спонсорства и традиционной благотворительности

ПРОГРАММЫ СОЦИАЛЬНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ

ПОДДЕРЖКА ДЕТСКИХ ДОМОВ И ДЕТСКИХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ

Помощь детям Компания считает своим основным приоритетом, который присутствует во всех осу-

ществляемых 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 70 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.

Ежегодно Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» организует летний отдых ребят из подшефных детских домов Кирова, Кстово, Ишима, Нижнего Новгорода, Ленинградской области, Пермского края, Астраханской и Волгоградской областей на побережье Черного моря. Кроме того, воспитанники детских учреждений совершают просветительские туристические поездки по стране.

С 2006 года Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» выплачивает именные, «лукойловские», стипендии выпускникам подшефных детских домов, обучающимся в высших и средних учебных заведениях. В 2011 году стипендии получали 45 выпускников.

С 2008 года Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» совместно с предприятиями Компании в Астраханской области приступил к реализации проекта по воспитанию молодых кадров из числа воспитанников детских домов и детей из малообеспеченных семей области. В связи с началом в регионе крупного бизнес-проекта выявилась острая нехватка специалистов технического профиля. Один из путей решения этой проблемы – предоставление лучшим воспитанникам детских домов и детям из малообеспеченных семей возможность обучаться в учебных заведениях среднего и высшего профессионального образования. Сегодня

в Астраханском политехническом колледже и Волго-Каспийском рыбо-промышленном комплексе обучаются 20 человек. Фонд взял на себя расходы по их обучению и проживанию. По окончании обучения они поступят на работу на предприятия Группы в регионе.

В Нижегородской области Компания оказывает помощь Кстовскому нефтяному техникуму, где обучаются в том числе и воспитанники подшефных детских домов, тем самым реализуя комплексную программу социальной адаптации детей, попавших в сложную жизненную ситуацию. Учащиеся техникума регулярно посещают нефтеперерабатывающий завод Компании в Нижнем Новгороде, где непосредственно знакомятся с производственной деятельностью предприятия, приобретают практические знания и навыки.

В 2011 году Благотворительный фонд «ЛУКОЙЛ» и Нижегородский художественный музей успешно реализовали художественно-образовательный проект «Мы нашли таланты», призванный помочь воспитанникам детских домов – одаренным детям от 13 до 16 лет в раскрытии и развитии их талантов. Ребята овладели начальными знаниями по дисциплинам «рисунок», «живопись», «композиция», а также познакомились с основами изобразительного искусства и его историей. Самым ярким в эмоциональном плане событием для участников проекта стала организованная в октябре 2011 года итоговая выставка детского рисунка в Нижегородском художественном музее, которую посетили Президент ОАО «ЛУКОЙЛ» В. Ю. Алекперов и губернатор Нижегородской области В. П. Шанцев. Наиболее удачные и яркие из детских рисунков были использованы при создании корпоративного календаря ООО «ЛУКОЙЛ-Волганефтепродукт».

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 2011 году такие издания получили специализированные детские учреждения Казани.

ПРОГРАММЫ В ОБЛАСТИ ОБРАЗОВАНИЯ

Приоритетным направлением деятельности Компании являются забота о подрастающем поколении и подготовка молодых квалифицированных специалистов для российской нефтяной отрасли. ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ряду высших учебных заведений, в которых обучаются специалисты нефтегазового профиля. Среди них – Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Ухтинский государственный технический университет, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Волгоградский государственный университет, Волгоградский государственный технический университет, Астраханский государственный технический университет, Российский химико-технологический университет им. Д. М. Менделеева, Московский физико-технический институт, Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г. В. Плеханова.

Кроме профильных вузов, Компания оказывает финансовую поддержку Национальному исследовательскому университету «Высшая школа экономики», Финансовому университету при Правительстве РФ, филиалу Московского энергетического института в г. Волжский, Ростовскому государственному университету путей сообщений, Московскому государственному социально-гуманитарному институту, а также учреждениям среднего образования – Кстовскому нефтяному техникуму, Буденновскому региональному политехническому колледжу, Старооскольскому геологоразведочному колледжу, московской школе-гимназии № 45.

Пользуются поддержкой Компании и профильные учебные заведения ближнего зарубежья. Одно из них – Азербайджанская государственная нефтяная академия.

Стипендиальные программы

Начиная с 2000 года для поддержки наиболее одаренных студентов вузов Компания учредила

именные стипендии, которые выплачиваются студентам нефтяных и технических вузов. В 2011 году корпоративную «лукойловскую» стипендию размером 2 500 и 3 000 руб. в месяц получали около 200 студентов в разных городах страны. С 2007 по 2011 годы были выплачены стипендии на сумму почти 700 тыс. долл., в том числе в 2011 году – более 170 тыс. долл.

Преподавательские кадры – основа сохранения научной школы

В рамках грантовой программы поддержки молодых преподавателей около 90 одаренных молодых преподавателей из ведущих нефтяных и некоторых других вузов страны получают именные гранты. С 2007 по 2011 годы были выплачены гранты на сумму более 1,2 млн долл., в том числе в 2011 году – 250 тыс. долл.

Развитие материально-технической базы вузов

Помощь вузам в совершенствовании учебно-материальной базы позволяет вести учебный процесс на современном уровне. Компания помогает приобретать научное оборудование для лабораторий. В частности, в 2008–2011 годах были выделены значительные средства на развитие материально-технической базы и ремонт помещений Тюменского государственного нефтегазового университета, Ухтинского государственного технического университета, Уфимского государственного нефтяного технического университета, Пермского государственного технического университета, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

ПОДДЕРЖКА МЕДИЦИНСКИХ УЧРЕЖДЕНИЙ

ЛУКОЙЛ поддерживает ряд крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров – Гематологический научный центр РАМН, Российский кардиологический научно-производственный комплекс, Институт хирургии им. А. В. Вишневского.

Компания способствует развитию системы медицинских услуг в регионах своего присутствия. В частности, в 2008–2011 годах Компания помогла приобрести дорогостоящее оборудование Лиманской (Астраханская область) центральной районной больницы, Астраханской детской городской клинической больницы №1, Большемурашкинской (Нижегородская область) центральной районной больницы, родильному дому № 4 г. Москвы, Кстовской центральной районной больнице.



КОНКУРС СОЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ

Одним из наиболее эффективных механизмов осуществления социально значимых программ является конкурс социальных 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 еще раз показал,

что конкурсный механизм распределения средств является одной из наиболее эффективных форм социальных инвестиций. В основе механизма социального проектирования лежат принципы состязательности, прозрачности, публичности. Цель конкурса – поддержка проектов и инициатив местных сообществ в решении актуальных проблем территорий, повышение эффективности благотворительной помощи, оказываемой Компанией. Главная задача конкурса – создать условия для увеличения числа активных граждан, способных самостоятельно решать как свои проблемы, так и проблемы своего сообщества.

Конкурс социальных и культурных проектов проводится в регионах присутствия 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.

Бюджет конкурса 2011 года составил около 2,5 млн долл., увеличившись за последние пять лет почти в два раза.

Тематика номинаций на всех территориях едина – «Экология», «Милосердие», «Культура и искусство», «Физическая культура, спорт и туризм», «Родной край». Однако номинации могут дополняться различной тематикой, актуальной именно для отдельно взятой территории или обусловленной государственными приоритетами в области социальной деятельности. Так, в 2008 году, объявленном Годом семьи, дополнительно введена номинация «Семейные ценности». В 2009 году предложена особая номинация, посвященная Году молодежи. 2010 год прошел под эгидой 65-летия победы в ВОВ и потому была введена номинация, связанная с поддержкой проектов, развивающих данную тему. В 2011 году была добавлена специальная номинация, посвященная 20-летию Компании.

За прошедшие годы конкурс социальных и культурных проектов стал уникальной площадкой для развития социальных инициатив. По мнению независимых экспертов, механизм конкурса позволяет действительно эффективно распределять средства. Кроме того, он несет в себе мотивационное

начало, стимулируя инициативу «снизу», от непосредственных получателей средств. Этот механизм позволяет проектантам развиваться, ставить перед собой все новые цели и планомерно двигаться к их достижению при информационной и финансовой поддержке ОАО «ЛУКОЙЛ».

ПРОГРАММЫ СПОНСОРСТВА И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТИ

СОХРАНЕНИЕ КУЛЬТУРНОГО И ИСТОРИЧЕСКОГО НАСЛЕДИЯ

Поддержка музеев и творческих коллективов

Поддержка культуры – традиционная для российских крупных компаний область спонсорства и благотворительности. Своеобразие партнерства с этими учреждениями 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.

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ряду крупнейших отечественных музеев, среди которых Государственная Третьяковская галерея, Музеи Московского Кремля, Государственный музей изобразительных искусств им. А. С. Пушкина, Государственный Русский музей, Вятский областной художественный музей им. В. М. и А. М. Васнецовых.

В 2011 году ЛУКОЙЛ выступил одним из партнеров выставки в Государственной Третьяковской галерее «Что есть истина? Николай Ге. К 180-летию со дня рождения».

В 2011 году в рамках начатого в 2004 году совместно с Музеями Московского Кремля образовательно-просветительского проекта в Казани была организована выездная выставка «Кремль от московского царства до последней коронации». По традиции в рамках выставки для воспитанников татарстанских детских домов организованы лекционно-экскурсионные занятия с сотрудниками Музеев Московского Кремля и конкурс детско-

го рисунка. За время реализации проекта подобные выездные выставки прошли в Перми, Нижнем Новгороде, Волгограде.

Кроме этого, в Музеях Московского Кремля при поддержке Компании была организована выставка «Пуаре – король моды».

Для ГМИИ им. А. С. Пушкина выделены средства на работы по созданию мультимедийного сайта, посвященного античной коллекции, на издание альбома «Шедевры античного искусства из собрания ГМИИ им. А. С. Пушкина».

Русскому музею оказана помощь в проведении выставки, посвященной 150-летию Константина Коровина.

Вятскому областному художественному музею им. В. М. и А. М. Васнецовых оказана помощь в приобретении и установке компьютерного и мультимедийного оборудования, а также мультимедийных программ для создания музейного образовательного интернет-класса для детей и подростков.



Многолетнее сотрудничество связывает ЛУКОЙЛ с Большим симфоническим оркестром им. П. И. Чайковского под управлением В. Федосеева. В 2011 году в рамках юбилейных мероприятий, посвященных 20-летию Компании, были органи-

зованы концерты оркестра в Брюсселе, Женеве, Загребе, Нижнем Новгороде, Кстово.

На протяжении многих лет Компания поддерживает Пермский государственный театр оперы и балета им. П. И. Чайковского, Калининградскую областную филармонию и ее программу «Всея семьей в концертный зал!», Уральский академический филармонический оркестр.

Компания – официальный партнер традиционного фестиваля военных оркестров на Красной площади «Спасская башня».

В 2011 году оказана помощь в проведении фестиваля кавказского искусства «Большой Кавказ» в Пермском крае, II Международного музыкального благотворительного проекта «Золотая арфа», музыкального фестиваля «Crescendo», в подготовке II Международного конкурса вокалистов имени М. Магомаева, оказана помощь Синдальному хору. В Астрахани при поддержке Компании впервые состоялся концерт пианиста Дениса Мацуева, ставший настоящим событием для жителей города.

Поддержка религиозных конфессий

Неотъемлемой составляющей благотворительной деятельности стало участие Компании и ее дочерних обществ в процессе восстановления религиозных традиций и духовной культуры. При этом особое внимание ЛУКОЙЛ уделяет поддержке тех учреждений, чья деятельность включает в себя социальное служение.

Компания участвует в программе поддержки реставрационно-восстановительных работ в Введенском мужском монастыре Оптиной Пустынь. Выделены средства на оборудование учебных аудиторий для Общецерковной аспирантуры и докторантуры им. Святых равноапостольных Кирилла и Мефодия, храму Воскресения Христова в Кадашах.

Дочерние общества Компании также активно участвуют в возрождении и развитии центров церковной и духовной жизни страны и за рубежом.

Программа по возрождению народных промыслов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на протяжении нескольких лет осуществляет ряд программ, направленных на поддержку в Прикамье народных промыслов.

Сегодня Пермский край – один из немногих регионов России, где в таком количестве и разнообразии представлены все возможные виды рукоделия, корни большинства из которых уходят в прошлые века.

Ежегодно лучшие достижения такого сотрудничества демонстрируются на межрегиональной выставке-ярмарке народных промыслов и декоративно-прикладного искусства, генеральным партнером которой выступает ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Благодаря гранту конкурса социальных и культурных проектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2011 году прошел фестиваль «Говорливское гульбище», который дал новый импульс развитию кустарного, декоративно-прикладного искусства и возрождению этнической культуры. На средства гранта создана также экспериментальная художественная мастерская, где подростков обучают навыкам обработки природного материала сильвинит. Реализация еще одного проекта-победителя позволила создать уникальный музей – «Татарская изба», который стал частью туристического маршрута. При музее организованы мастер-классы по изготовлению национальных сувениров, создана коллекция старинных вышитых полотенец.

Кроме этого, организационная и финансовая поддержка оказывается краевому фестивалю меда, открытому детскому фестивалю народных ремесел Пермского края «Селенитовая шка-тулка», межрегиональному фестивалю «Еловская рыбака», фестивалю «Хлебный спас».

АДРЕСНАЯ ПОМОЩЬ

Поддержка ветеранов войны и труда, инвалидов, социально незащищенных групп населения

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 решить материальные проблемы самостоятельно и почувствовать себя нужными обществу.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С НАРОДАМИ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Особенность работы ОАО «ЛУКОЙЛ» в районах Сибири и Крайнего Севера состоит в том, что ее предприятия 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 Компании – постепенный переход от благотворительности к преимущественно экономическим методам партнерства.

Компания разрабатывает и реализует специальные программы по работе с владельцами родовых угодий. Так, в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре для сохранения и развития традиционного образа жизни хантов, манси, ненцев и селькупов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» заключает договоры о социально-экономическом развитии районов и мест про-

живания коренных малочисленных народов. Вопросы совершенствования взаимоотношений между обществом и коренными народами решаются на встречах руководства Компании с представителями Ассамблеи коренных малочисленных народов Севера, главами муниципальных образований и непосредственно с коренными жителями. Предприятие активно сотрудничает с общественными организациями «Спасение Югры» и «Ямал-потомкам». В Югре ЛУКОЙЛ ведет деятельность на 34 территориях традиционного природопользования, где проживают 164 семьи. Компания выплачивает материальную помощь каждому члену семьи, обеспечивает бензином, выделяет стройматериалы, лодки, моторы к ним, снегоходы. Финансируются строительство и ремонт жилья в национальных поселках и местах традиционного проживания коренных жителей, им предоставляют квартиры в городах.

Не остаются без внимания и юные представители коренных народов. Компания начала строить детский этнический лагерь «Кар-Тохи». Дети могут здесь на практике изучать основы охотничьего промысла, оленеводства и рыболовства, знакомиться с традиционными видами рукоделия, приобретать навыки управления снегоходом.

Важной задачей мы считаем сохранение самобытности, языка и культуры коренных жителей. Совместно с муниципальными образованиями Компания финансирует строительство образовательных учреждений, оказывает помощь в обустройстве мест культового поклонения, в проведении национальных праздников.

На территории Ненецкого автономного округа Компания реализует социальные и благотворительные проекты, призванные улучшить жизнь коренных народов – ненцев и коми. Благодаря Соглашению о сотрудничестве между Администрацией Ненецкого автономного округа и ОАО «ЛУКОЙЛ» коренные жители округа регулярно получают социальную поддержку. В частности, в 2011 году в рамках указан-

ного соглашения оказана помощь семи семейно-родовым общинам и «Ассоциации ненецкого народа «Ясавэй».

Начиная с 2008 года в Ненецком автономном округе компанией ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совместно с администрацией Ненецкого автономного округа, общественным движением «Ясавэй» реализуется проект «Красный чум». В рамках проекта врачами проводится диагностика здоровья коренного населения Севера, по результатам которой выдаются направления на лечение в больницу Нарьян-Мара. Особенно востребована помощь зубных врачей, поэтому в медицинском отряде действует мобильный стоматологический кабинет. Помимо этого, в рамках проекта «Красный чум» проводится обучение оказанию неотложной помощи и пользованию обновленными индивидуальными аптечками.

СПОРТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ



Поддержка российского спорта является одним из важнейших направлений социальной политики ОАО «ЛУКОЙЛ» на протяжении многих лет. Сегодня 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

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».

Пятая Спартакиада, посвященная 20-летию Компании, состоялась летом 2011 года в Перми. Соревнования прошли по мини-футболу, волейболу, стритболу, гиревому спорту, армрестлингу, по легкой атлетике, плаванию, шахматам, перетягиванию каната и настольному теннису. Чемпионом Спартакиады пятый раз подряд стала сборная команда «Пермь».

В рамках развития профессионального спорта ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ведущим российским спортивным командам – московскому футбольному клубу «Спартак», астраханскому гандбольному клубу «Заря Каспия», волгоградской ватерпольной команде «Спартак», московскому хоккейному клубу «Динамо», нижегородскому хоккейному клубу «Торпедо». Компания стала официальным партнером Единой лиги ВТБ – клубного соревнования, объединяющего сильнейшие баскетбольные клубы Восточной Европы.

На протяжении многих лет ЛУКОЙЛ является генеральным спонсором национальной сборной команды по лыжным гонкам и партнером Федерации лыжных гонок России. Спонсорское участие

Компании направлено на подготовку сборной России, а также на развитие массового лыжного спорта в стране.

В рамках поддержки олимпийского движения ОАО «ЛУКОЙЛ» сотрудничает с «Фондом поддержки олимпийцев России», который оказывает адресную помощь спортсменам из сборных команд России по олимпийским видам спорта.

Спорт для Компании – это не только поддержка спортивных команд, но и полигон для испытания собственной продукции в экстремальных условиях. Лидер отечественного автоспорта – автомобильная команда «ЛУКОЙЛ Рейсинг Тим». Своими успехами и победами она продолжает доказывать эффективность фирменных масел и топлив «ЛУКОЙЛ» на кольцевых и раллийных трассах престижных российских и международных гоночных серий. Работа в этой области не ограничивается поддержкой одной команды. Так, в 2011 году ЛУКОЙЛ стал официальным поставщиком топли-

ва популярнейшей серии марафонов «ДАКАР» – ралли «Шелковый путь».

Начиная с 2001 года 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 5 000 молодых футболистов практически из всех регионов России от Владивостока до Калининграда. С 2002 года Детская футбольная лига проводит традиционный турнир, который носит название «Детская международная лига чемпионов «ЛУКОЙЛ»». В 2011 году соревнования Детской лиги чемпионов были посвящены 20-летию ОАО «ЛУКОЙЛ». Отборочные турниры прошли в 7 российских и 3 зарубежных городах, финал – в подмосковном Дмитрове, суперфинал – в турецком городе Алания.

В 2011 году в Калининградской, Астраханской, Волгоградской, Ростовской, Московской, Тюмен-



ской областях и Краснодарском крае Спортивным клубом «ЛУКОЙЛ» были организованы соревнования для детей, студентов и работников Компании по футболу, лыжным гонкам, художественной гимнастике, пейнтболу, боулингу, волейболу, гандболу. Они посвящались 20-летию Компании и тем людям, которые внесли значительный вклад в развитие отечественной нефтяной отрасли: Н. К. Байбакову, С. А. Повху, В. Ю. Филановскому-Зенкову, В. Г. Шмидту, Ю. С. Корчагину, В. П. Сухареву. Эти соревнования, прошедшие под девизом «Побеждай с нами!», стали логическим продолжением организованных в прошлые годы акций «Живи со спортом», «Поверь в себя!» и Кубка Президента ОАО «ЛУКОЙЛ».

КОРПОРАТИВНЫЕ МУЗЕИ КОМПАНИИ

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

Музеем ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2011 году проведено свыше 20 передвижных выставок. Среди них – «Морские проекты ЛУКОЙЛа», «140 лет со дня рождения И. М. Губкина», «Нефтепродуктообеспечение», «Электроэнергетика», «Конкурс социальных проектов», «ЛУКОЙЛ – детям». Выставки экспонировались как в центральном офисе Компании, так и за его пределами, в том числе в Министерстве энергетики РФ, Министерстве природных ресурсов и экологии РФ, в Государственной морской академии, Международном выставочном центре «Крокус Экспо».

Экспозиция, посвященная 20-летию Компании, демонстрировалась в Большом Государственном Кремлевском дворце, Колонном зале Дома Союзов, а также в Швейцарии, Бельгии, Голландии, Катаре.

Кроме того, в 2011 году при непосредственном участии Музея ОАО «ЛУКОЙЛ» в Государственном центральном музее современной истории России была организована выставка, посвященная 100-летию со дня рождения Н. К. Байбакова,

были созданы тематические разделы на выставках «Космическая эра», «П. А. Столыпин. Жизнь за Отечество».

Музеем Компании оказано содействие в подготовке кинофильма, посвященного И. М. Губкину, и переиздании книги Д. Ергина «Добыча».

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

ДОНОРСКИЕ АКЦИИ

Развивая одну из форм корпоративного волонтерства, ЛУКОЙЛ проводит донорские акции среди работников центрального офиса Компании, а также на предприятиях в Пермском крае и Астраханской области.

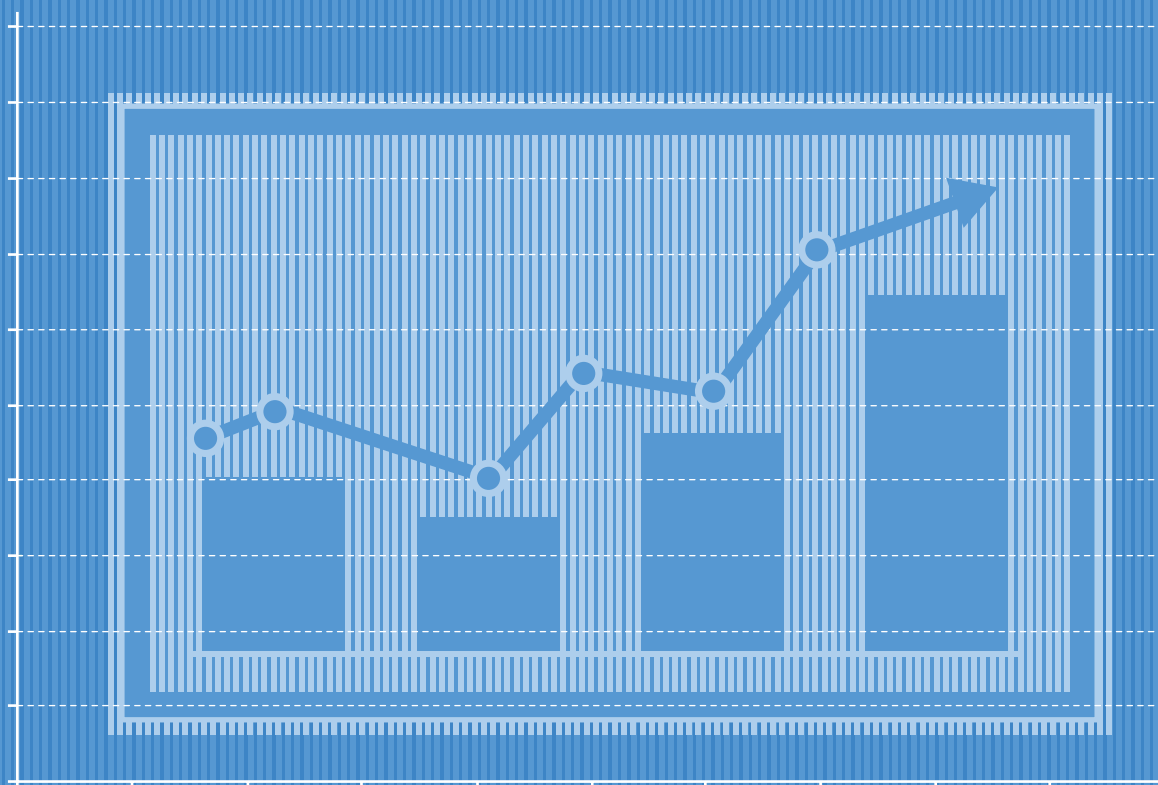
Впервые они стали проводиться в 2010 году, и тогда в них приняли участие 380 работников центрального офиса Компании и ряда дочерних обществ. Было собрано около 170 литров крови.

В 2011 году в рамках Дней донора медицины взяли кровь у 350 работников центрального офиса Компании. Было собрано около 160 литров крови.

Донорская акция в Компании рассматривается как одна из форм корпоративного волонтерства. Она является реальным вкладом в решение актуальной социальной проблемы и способствует укреплению корпоративной культуры, объединению и сплоченности коллектива. Учитывая последовательную политику Компании в области корпоративной социальной ответственности, проведение подобных мероприятий способствует развитию этого направления деятельности.

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.

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 4 апреля 2002 года, 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. На конец 2011 года 7 из 11 членов Совета директоров Компании являются независимыми.

В 2011 году Совет директоров провел 8 очных заседаний и 16 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
- формирование Правления Компании, рекомендации по кандидатуре независимого аудитора
- подготовка к проведению Общих собраний акционеров Компании
- одобрение сделок, в совершении которых имеется заинтересованность

УЧАСТИЕ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В ОЧНЫХ ЗАСЕДАНИЯХ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2011 ГОДУ*

Заседания Совета директоров	
Грайфер В. И.	7/8
Алекперов В. Ю.	8/8
Беликов И. В. (до 23.06.2011)	3/3
Блажеев В. В.	8/8
Валлетт Д. Э. (до 23.06.2011)	3/3
Греф Г. О.	7/8
Иванов И. С.	8/8
Маганов Р. У.	8/8
Мацке Р. (с 23.06.2011)	5/5
Михайлов С. А.	8/8
Мобиус М.	8/8
Москато Г. (с 23.06.2011)	5/5
Шохин А. Н.	8/8



* 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 Совета директоров к моменту начала заседания Совета. Таким образом, член Совета директоров, направивший свое письменное мнение до начала заседания, считается принявшим участие в работе Совета директоров.

Члены Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»



Грайфер Валерий Исаакович

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, Почетной грамотой Президента РФ и Благодарностью Президента РФ. Дважды лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. 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» (до 23.06.2011)¹
Директор НП «Российский институт директоров» (с 2002 г.)
Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 23.06.2011)

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).

Избирался в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2008 по 2009 гг. и с 2010 по 06.2011 г.



Блажеев 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



Валлетт Дональд Эверт мл.

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 23.06.2011)¹
Президент азиатско-тихоокеанского регионального подразделения
ConocoPhillips
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 23.06.2011)

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.

Избирался в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2007 г. по 06.2011 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. Кандидат экономических наук.

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
Президент Российского совета по международным делам (РСМД)
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. Член-корреспондент РАН. 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. С 2005 г. – Профессор МГИМО (У) МИД России

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. Трижды лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. В 1988–1993 гг. – главный инженер – заместитель генерального директора, генеральный директор ПО «Лангепаснефтегаз». В 1993–1994 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». В 1994–2006 гг. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2006 г. – Первый исполнительный вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

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

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



Мацке Ричард

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
 Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров
 ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1937

Окончил в 1959 г. Университет штата Айова, в 1961 г. – Университет штата Пенсильвания, в 1977 г. – колледж св. Марии в Калифорнии. Магистр геологии, магистр управления бизнесом. В 1989–1999 гг. – Президент Chevron Overseas Petroleum, член Совета директоров Chevron Corporation. В 2000–2002 гг. – Вице-председатель Chevron, Chevron-Texaco Corporation. В 2006 г. награжден общественной неправительственной медалью «За развитие нефтегазового комплекса России»; победитель (Гран-при) в номинации «Независимый директор года» Национальной премии «Директор года 2006», Россия, организованной Ассоциацией независимых директоров (АНД) и компанией PricewaterhouseCoopers. С 2010 г. – член Совета директоров Eurasia Drilling Company.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2002 по 2010 г. и с 06.2011 г.



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», 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.

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



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.



Москато Гульельмо Антонио Клаудио

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
Председатель Совета директоров и Генеральный директор
компании Gas Mediterraneo & Petrolio
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»
Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1936

В 1961 г. окончил Миланский политехнический университет. Ранее занимал должности Председателя Совета директоров ENI SpA, Председателя Совета директоров и Генерального директора AGIP SpA (а также Председателя Совета Фонда имени Энрико Маттеи (Eni) и Председателя Корпоративного университета компании Eni). В настоящее время – Председатель Совета директоров и Генеральный директор компании Gas Mediterraneo & Petrolio.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2011 г.

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



Шохин Александр Николаевич

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
 Президент Российского союза промышленников и предпринимателей
 Президент Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» (НИУ ВШЭ). Заведующий кафедрой теории и практики взаимодействия бизнеса и власти
 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» III и 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 по 2009 гг. член Общественной палаты РФ.

С 2005 по настоящее время – Президент Российского союза промышленников и предпринимателей.

Входит в состав Комиссии при Президенте РФ по формированию и подготовке резерва управленческих кадров, Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Председателе Правительства РФ, комиссий Правительства РФ по проведению административной реформы, по законопроектной деятельности; по высоким технологиям и инновациям, по транспорту и связи, по развитию малого и среднего предпринимательства.

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 входит, в частности, 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, Р. Мацке и Г. Москато.

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), Г. Москато и С. А. Михайлов.

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ»



**Алекперов
Вагит Юсуфович**

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

Год рождения: 1950

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук, действительный член Российской академии естественных наук. Награжден четырьмя орденами, восьмью медалями, Почетной грамотой Президента РФ и Благодарностью Президента РФ. Дважды лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. 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 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». В 1993 – январе 2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи. С февраля 2012 г. – Вице-президент по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи ОАО «ЛУКОЙЛ».



Воробьев
Вадим Николаевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по 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, в 2009–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления координации сбыта нефтепродуктов. С 2012 г. – Вице-президент по 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, пятью медалями, Благодарностью Президента РФ. Лауреат Премии Правительства РФ в области науки и техники. 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 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».



Малюков
Сергей Николаевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по контролю и внутреннему аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1954

В 1977 г. окончил Военную инженерную академию им. Ф. Э. Дзержинского, в 1997 г. – Высшую школу экономики. Кандидат философских наук. Награжден пятью медалями. В 1972–1995 гг. служил в Вооруженных Силах. В 1995–2010 гг. – начальник отдела, начальник управления, начальник департамента Главного управления стратегического развития и инвестиционного анализа ОАО «ЛУКОЙЛ», в 2010 – январе 2012 гг. – начальник Главного управления по контролю, внутреннему аудиту и управлению рисками. С февраля 2012 г. – Вице-президент по контролю и внутреннему аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ».



Масляев
Иван Алексеевич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент – Главный юридический советник 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, в 2000–январе 2012 гг. – начальник Главного управления правового обеспечения. С февраля 2012 г. – Вице-президент – Главный юридический советник ОАО «ЛУКОЙЛ».



Матыцын
Александр Кузьмич

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по финансам ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1961

В 1984 г. окончил МГУ им. М. В. Ломоносова. Кандидат экономических наук. Заслуженный экономист РФ. Имеет степень МВА (Бристольский университет, 1997 г.). Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. В 1994–1997 гг. – директор, генеральный директор международной аудиторской фирмы «КПМГ». В 1997 –январе 2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования. С февраля 2012 г. – Вице-президент по финансам ОАО «ЛУКОЙЛ».



**Москаленко
Анатолий Алексеевич**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по управлению персоналом и организационному развитию 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». В 2003 – январе 2012 гг. – начальник Главного управления по персоналу. С февраля 2012 г. – Вице-президент по управлению персоналом и организационному развитию ОАО «ЛУКОЙЛ».



**Муляк
Владимир Витальевич**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по технологиям и разработке нефтяных и газовых месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1955

В 1977 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Кандидат геолого-минералогических наук. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. Лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники. В 1990–1996 гг. – главный инженер, начальник НГДУ «Ласъеганнефть» АО «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». В 2007 – январе 2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа. С февраля 2012 г. – Вице-президент по технологиям и разработке нефтяных и газовых месторождений 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 двумя орденами 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 по поставкам и продажам ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1974

В 1996 году окончил Тюменский государственный университет. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. 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». В 2007 – январе 2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления поставок и продаж. С февраля 2012 г. – Вице-президент по поставкам и продажам ОАО «ЛУКОЙЛ».



Федотов
Геннадий Станиславович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по экономике и планированию ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1970

В 1993 г. окончил Московский физико-технический институт. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. 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». В 2007 – январе 2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления экономики и планирования. С февраля 2012 г. – Вице-президент по экономике и планированию ОАО «ЛУКОЙЛ».



Федун
Леонид Арнольдович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент по стратегическому развитию 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». В 1994 – январе 2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления стратегического развития и инвестиционного анализа. С февраля 2012 г. – Вице-президент по стратегическому развитию ОАО «ЛУКОЙЛ».



Хавкин
Евгений Леонидович

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент – руководитель Аппарата 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». В 2003 – январе 2012 гг. – секретарь Совета директоров – руководитель Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С февраля 2012 г. – Вице-президент – руководитель Аппарата ОАО «ЛУКОЙЛ».



Хоба
Любовь Николаевна

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
Вице-президент – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1957

В 1992 г. окончила Свердловский институт народного хозяйства. Кандидат экономических наук. Заслуженный экономист РФ. Награждена орденом и двумя медалями. В 1991–1993 гг. – главный бухгалтер ПО «Когалымнефтегаз». В 1993–2000 гг. – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ». В 2000–2003 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – начальник Главного управления по финансовому учету. В 2003–2004 гг. – Главный бухгалтер – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ», в 2004 – январе 2012 гг. – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ». С февраля 2012 г. – Вице-президент – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ».

**ДОЛИ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ В УСТАВНОМ КАПИТАЛЕ
ОАО «ЛУКОЙЛ» ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 ГОДА¹**

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Алекперов В. Ю.	20,60 ²
Блажеев В. В.	–
Грайфер В. И.	0,007
Греф Г. О.	–
Иванов И. С.	–
Мацке Р.	–
Маганов Р. У.	0,37
Михайлов С. А.	0,06
Мобиус М.	–
Москато Г.	–
Шохин А. Н.	–
Барков А. А.	0,07
Воробьев В. Н.	0,006
Кукура С. П.	0,39
Малюков С. Н.	0,001
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.	0,002
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 2011 году по решению годового Общего собрания акционеров 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» были также 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. При осуществлении выплат членам Совета директоров было учтено поступившее от члена Совета директоров М. Мобиуса заявления об отказе от вознаграждения, причитающегося ему в соответствии с решением годового Общего собрания акционеров.

Членам Правления Компании в отчетном 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, при условии выполнения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период. Помимо этого, членами Правления была получена годовая базовая заработная плата, годовые премиальные выплаты по результатам работы за год, 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.

ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ ЧЛЕНОВ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»

Органы управления	Выплачено в 2011 году, тыс. руб.				Итого
	Заработная плата	Премии	Вознаграждение	Прочие выплаты	
Совет директоров	–	–	50 316	4 074	54 390
Правление	485 740	475 088	32 916	22 697	1 016 441

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 непрофильных дочерних обществ и вывода за пределы Группы непрофильных и низкоэффективных активов.

В 2011 году была продолжена работа по отчуждению непрофильных, неиспользуемых и низкоэффективных активов. Всего было организовано отчуждение 950 объектов на сумму почти 290 млн долл. Наиболее существенными сделками явились продажи 100% долей в уставных капиталах ООО «Глобал-Флот», ООО «ЛАНКОР», вложений в уставный капитал Kiinteistoosakeyhtio Oy Vulevardi 26. Полученная выручка была направлена в том числе на финансирование основной деятельности Компании. В 2012–2013 годах планируется вывести за пределы группы «ЛУКОЙЛ» более 4 000 непрофильных, неиспользуемых и низкоэффективных объектов имущества.

В рамках реализации соглашений об участии Компании в разработке месторождений

им. Р. Требса и А. Титова завершены мероприятия по приобретению ОАО «ЛУКОЙЛ» у ОАО АНК «Башнефть» 25,1%-й доли в уставном капитале ООО «Башнефть-Полюс», а также заключению договора между ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ООО «Башнефть-Полюс» по купле-продаже 20 скважин, находящихся на данных месторождениях.

В апреле 2011 года Группа приобрела 11% акций СП по управлению НПЗ ISAB в Италии, увеличив свою долю владения с 49 до 60%. В рамках данной сделки компания ERG частично исполнила опцион по продаже своей доли в СП, созданном в 2008 году.

В отчетном году количество организаций группы «ЛУКОЙЛ» и организаций с их участием уменьшилось на 25 единиц и составило 337 организаций (дочерние и зависимые общества, определяемые в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США). За истекший период в Группу вошли 16 обществ, вышло из Группы 41.

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, ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЭФФЕКТИВНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КАПИТАЛА МЕЖДУ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ГРУППЫ.

В 2011 году была продолжена работа по совершенствованию системы управления денежными средствами группы «ЛУКОЙЛ». В частности, был успешно реализован проект по автоматическому списанию/зачислению денежных средств в рамках внутрикорпоративного финансирования в РФ, при этом в проект были включены все значимые организации группы «ЛУКОЙЛ» (более 50). Переход на полностью автоматический режим работы

позволил повысить эффективность управления ликвидностью за счет уменьшения отвлечения денежных средств из оборота, а также снизить нагрузку на организации Группы.

В рамках оптимизации внутригрупповых расчетов был разработан и внедрен в отношении всех действующих в РФ организаций Группы единый договор учета задолженностей по займам, позволяющий обеспечить внедрение автоматизированной системы перевода денежных средств между ОАО «ЛУКОЙЛ» (пул-лидер) и российскими организациями группы «ЛУКОЙЛ». Кроме того, была разработана и готова к реализации схема новации обязательств по внутригрупповым расчетам в части договоров комиссии и займа. Она позволила существенно сократить размер отвлекаемых из оборота Группы денежных средств при изменении условий работы опорных банков.

В 2011 году была продолжена работа по оптимизации кредитного портфеля, в частности за счет

снижения стоимости финансирования по долговым обязательствам и продления существующих долговых инструментов на наилучших рыночных условиях.

В целях поддержания необходимого для компаний инвестиционного рейтинга коэффициента ликвидности общий объем кредитных линий с предоставлением обязательств (committed lines) был увеличен с 900 млн до 1,3 млрд долл. Одновременно проводилась работа по продлению срока действия существующих соглашений.

В рамках проекта по построению системы гарантирования непрерывного денежного потока группы «ЛУКОЙЛ» в Компании внедрена система мониторинга финансовых рисков; проведено тестирование информационной среды на предмет достаточности, полноты и доступности информации, в том числе были разработаны математическая бизнес-модель группы «ЛУКОЙЛ» и интерактивный отчет Группы с учетом влияния факторов рисков.

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 2011 году в организациях группы «ЛУКОЙЛ» было проведено 20 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 2011 году составила 94,8% (90,6% в 2010 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 2010 год в 69 и за 9 месяцев 2011 года – в 63 организациях Группы.

В 2011 году Компания продолжила работу по совершенствованию системы управления рисками. С этой целью в отчетном году была разработана Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» по управлению рисками, закрепляющая концептуальные основы управления рисками в Группе. Кроме того, создан Комитет по рискам при Президенте ОАО «ЛУКОЙЛ». Разработана Временная методика идентификации, описания и оценки рисков организаций группы «ЛУКОЙЛ», проведена ее апробация в ряде организаций.

Информационная открытость

После получения в 2002 году полного вторичного 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 2011 году Компания в очередной раз стала победителем и призером в нескольких номинациях ежегодных конкурсов годовых отчетов. Получение подобных наград является высокой оценкой деятельности Компании, направленной на повышение информационной прозрачности и эффективное раскрытие информации о своей деятельности для инвесторов, акционеров и широкой общественности.

В рамках политики информационной открытости Компания:

- ежеквартально раскрывает финансовую отчетность, подготовленную в соответствии с ОПБУ США
- 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

С 2011 года ОАО «ЛУКОЙЛ» начало публиковать Отчет о корпоративном управлении в соответствии с Правилами раскрытия информации и информационной прозрачности Управления по финансовым услугам Великобритании (FSA).

Компания продолжает уделять особое внимание проведению выездных информационных встреч с акционерами. В 2011 году такие встречи были проведены в Уфе и Санкт-Петербурге. 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

В 2011 году цена акций ОАО «ЛУКОЙЛ», отражая ситуацию на российском и международном фондовых рынках, подвергалась значительным колебаниям: ценовой максимум в отчетном году составил 2 090 руб./акция, ценовой минимум – 1 500 руб./акция. При этом 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).

В первой половине года наблюдался стремительный рост цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ», что прежде всего было связано с ростом цен на углеводороды, вызванным ограниченным предложением на рынке из-за нестабильной политической обстановки на Ближнем Востоке и в странах Северной Африки. Во втором квартале отчетного года цена начала снижаться, что было обусловлено очередным витком долгового кризиса в периферийных

странах Евросоюза, оказавшим давление на все мировые рынки. Высокая волатильность продолжилась вплоть до ноября 2011 года, что было вызвано неопределенностью дальнейших действий правительств развитых стран по решению текущих проблем с растущими долгами. Беспокойство участников рынка относительно состояния экономических систем США, стран Европы и Японии отрицательно сказалось на динамике всех мировых ведущих индексов. В итоге в конце октября рынки опустились до минимальных значений с начала года, после чего ситуация несколько стабилизировалась.

За 2011 год цена акций ОАО «ЛУКОЙЛ» снизилась на 2,4% (по результатам торгов на ММВБ) и составила 1701,0 руб. (53,1 долл.) за акцию на конец отчетного периода. При этом стоит отметить, что индекс ММВБ снизился на 16,9%. Таким образом, акции Компании показали гораздо лучшую динамику, чем российский фондовый рынок. Капитализация ОАО «ЛУКОЙЛ» на 31.12.2011 составила 44,9 млрд долл.

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕНЫ АКЦИЙ ОАО «ЛУКОЙЛ» НА ММВБ В 2011 ГОДУ, руб.



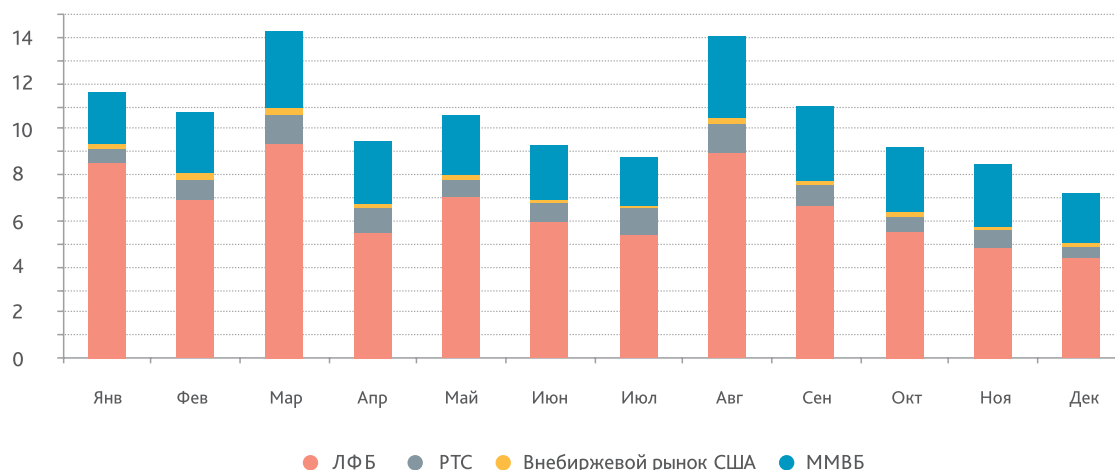
В 2011 году по сравнению с 2010 годом был зафиксирован рост объемов торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» на российских биржах, а также рост объемов торговли депозитарными расписками на акции Компании на Лондонской фондовой бирже. По данным бирж рост объемов торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» в совокупности на ММВБ и РТС в количественном выражении составил 22,7% до 746 млн шт., а в денежном – 25,3% до 43,5 млрд долл. Депозитарные расписки торговались на внебиржевом рынке США, на биржах Лондона, Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта. На конец 2011 года общее количество депозитарных расписок (АДР), выпущенных на обыкновенные акции, было эквивалентно 548,33 млн акций (64,47% от уставного капитала Компании). Объем торгов АДР на основной зарубежной торговой площадке – Лондонской фондовой бирже в 2011 году увеличился на 58,7% и составил 79,6 млрд долл. АДР, выпущенные на акции ОАО «ЛУКОЙЛ», по итогам 2011 года заняли второе место по объему торгов среди АДР иностранных компаний, котируемых на Лондонской фондовой бирже в системе IOB (15,1% 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.

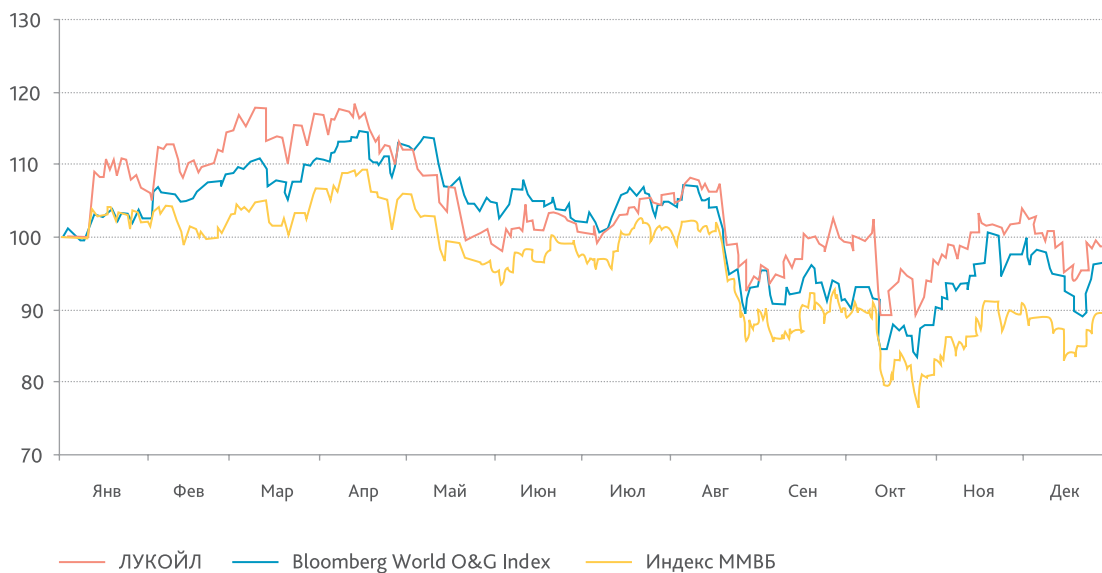
В отличие от 2010 года в 2011 году группа «ЛУКОЙЛ» не осуществляла выпусков и размещений облигаций, что способствовало ощутимому снижению долговой нагрузки на Компанию в течение 2011 года.

Компания «ЛУКОЙЛ» в отчетном году приложила максимум усилий для сохранения своей акционерной стоимости. Несмотря на снижение операционных показателей, были достигнуты рекордные уровни по показателям чистой прибыли и свободного денежного потока. Это позволило Компании сохранить свою инвестиционную привлекательность в условиях нестабильности мировой финансовой системы.

ОБЪЕМЫ ТОРГОВ АКЦИЯМИ И АДР ОАО «ЛУКОЙЛ» В 2011 ГОДУ, млрд долл.



ДИНАМИКА ЦЕНЫ АКЦИИ ОАО «ЛУКОЙЛ» ПО СРАВНЕНИЮ С ИНДЕКСОМ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ BLOOMBERG OILS И ИНДЕКСОМ ММВБ В 2011 ГОДУ, %



ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ АКЦИОНЕРНОГО КАПИТАЛА ОАО «ЛУКОЙЛ» ЗА 2011 ГОД

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

	Количество акций на 01.01.11	% от общего числа акций на 01.01.11	Количество акций на 01.01.12	% от общего числа акций на 01.01.12
«ИНГ Банк (Евразия)» ЗАО	645 159 254	75,85	645 877 294	75,94
Депозитарно-клиринговая компания	69 483 048	8,17	72 002 391	8,47
Национальный депозитарный центр	52 526 643	6,18	46 976 333	5,52
СДК «Гарант»	33 411 404	3,93	33 427 724	3,93
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»	12 065 926	1,42	12 049 529	1,42
«Дж.П. Морган Банк Интернешнл» ООО	7 778 301	0,91	10 983 473	1,29

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 2011 ГОДУ ПО ИТОГАМ 2010 ГОДА, СОСТАВИЛИ 1 646 МЛН ДОЛЛ., ИЛИ 18,3% ОТ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» ПО ОПБУ США ЗА 2010 ГОД.

По итогам 2011 года объем дивидендных выплат может быть повышен по сравнению с 2010 годом. 27 апреля 2012 года Совет директоров рекомендовал годовому Общему собранию акционеров утвердить дивиденды по итогам 2011 года в размере 75 руб. на акцию (2,33 долл. по курсу на 31.12.2011 г.). Таким образом, доля дивидендов в консолидированной чистой прибыли Группы «ЛУКОЙЛ» составит 19,1%. Дивидендная доходность составит 4,2%. Базовая прибыль на обыкновенную акцию в 2011 году составила 13,30 долл. по сравнению с 10,95 долл. в 2010 году,

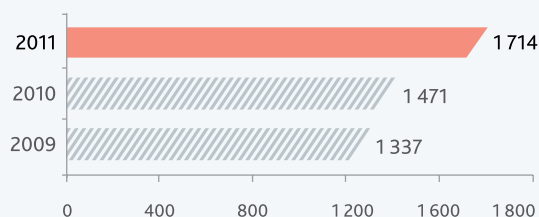
ДИВИДЕНД НА ОБЫКНОВЕННУЮ АКЦИЮ, РУБ. И ДИВИДЕНДНАЯ ДОХОДНОСТЬ, %

	Дивиденд, руб.	Дивидендная доходность, % ²
2007	42	2,02
2008	50	2,86
2009	52	3,48
2010	59	3,52
2011 ¹	75	4,17

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 2011 И 2010 ГГ.,**

**подготовленная в соответствии
с ОПБУ США**

Заклучение независимых аудиторов

Совету Директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»:

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов ОАО «ЛУКОЙЛ» и дочерних компаний по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, отчетов об акционерном капитале и совокупном доходе и отчетов о движении денежных средств за 2011, 2010 и 2009 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 2011 и 2010 гг., а также результаты их деятельности и движение их денежных средств за 2011, 2010 и 2009 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки.

В дополнение к консолидированной финансовой отчетности на страницах с 184 по 192 представлена информация о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа, представление которой требуется в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. Такая информация, не являясь частью консолидированной финансовой отчетности, требуется Комитетом по стандартам финансового учета, который полагает, что она является неотъемлемой частью процесса подготовки и представления консолидированной финансовой отчетности в надлежащем операционном, экономическом или историческом контексте. Мы провели определенные ограниченные процедуры по отношению к этой дополнительной информации в соответствии со стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки, которые состояли из опросов руководства Компании о методах подготовки этой информации и проверки соответствия информации ответам руководства на наши вопросы, а также проверки соответствия информации консолидированной финансовой отчетности и другим сведениям, которые мы получили во время аудита консолидированной финансовой отчетности. Мы не выражаем мнения и не обеспечиваем какую-либо иную степень уверенности в отношении этой информации, поскольку проведенные нами ограниченные процедуры не дают достаточных доказательств для выражения мнения или обеспечения какой-либо степени уверенности.

ЗАО КПМГ

ЗАО «КПМГ»
Москва, Российская Федерация
24 февраля 2012 года

	Примечание	2011	2010
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 753	2 368
Краткосрочные финансовые вложения		157	168
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	5	8 921	8 219
Запасы	6	7 533	6 231
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 219	2 934
Прочие оборотные активы		946	697
Итого оборотные активы		23 529	20 617
Финансовые вложения	7	5 952	5 637
Основные средства	8,9	56 803	54 629
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	591	676
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	10	1 344	1 446
Прочие внеоборотные активы		2 973	1 012
Итого активы		91 192	84 017
Обязательства и капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		5 995	5 607
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	1 792	2 125
Обязательства по уплате налогов		2 271	2 099
Прочие краткосрочные обязательства		1 050	944
Итого краткосрочные обязательства		11 108	10 775
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	7 300	9 069
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	2 790	2 417
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	2 120	1 788
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		408	360
Итого обязательства		23 726	24 409
Капитал			
Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»			
Обыкновенные акции	15	15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(4 081)	(3 683)
Облигации с правом обмена на акции		(980)	(980)
Добавочный капитал		4 798	4 700
Нераспределенная прибыль		67 940	59 212
Прочий накопленный совокупный убыток		(54)	(67)
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		67 638	59 197
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях		(172)	411
Итого капитал		67 466	59 608
Итого обязательства и капитал		91 192	84 017

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Алекперов В. Ю.



Вице-президент –
Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»

Хоба Л. Н.



	Примечание	2011	2010	2009
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	21	133 650	104 956	81 083
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(9 055)	(8 298)	(7 340)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(59 694)	(43 250)	(31 761)
Транспортные расходы		(6 121)	(5 608)	(4 830)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 822)	(3 558)	(3 306)
Износ и амортизация		(4 473)	(4 154)	(3 937)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(12 918)	(8 978)	(6 474)
Акцизы и экспортные пошлины		(22 217)	(18 878)	(13 058)
Затраты на геолого-разведочные работы		(532)	(336)	(218)
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(1 663)	(363)	(381)
Прибыль от основной деятельности		13 155	11 533	9 778
Расходы по процентам		(694)	(712)	(667)
Доходы по процентам и дивидендам		211	174	134
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	690	472	351
Убыток по курсовым разницам		(301)	(122)	(520)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)		58	125	(13)
Прибыль до налога на прибыль		13 119	11 470	9 063
Текущий налог на прибыль		(2 678)	(2 104)	(1 922)
Отложенный налог на прибыль		(615)	(247)	(72)
Итого расход по налогу на прибыль	13	(3 293)	(2 351)	(1 994)
Чистая прибыль		9 826	9 119	7 069
Чистый убыток (чистая прибыль), относящийся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях		531	(113)	(58)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		10 357	9 006	7 011
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):				
базовая прибыль	15	13,30	10,95	8,28
разводненная прибыль	15	13,04	10,94	8,28

	2011		2010		2009	
	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход	Акционерный капитал	Совокупный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
Остаток на 31 декабря	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(3 683)		(282)		(282)	
Акции, выкупленные у акционеров	(398)		(3 664)		–	
Выбытие акций	–		263		–	
Остаток на 31 декабря	(4 081)		(3 683)		(282)	
Облигации с правом обмена на акции						
Остаток на 1 января	(980)		–		–	
Приобретение облигаций с правом обмена на акции	–		(980)		–	
Остаток на 31 декабря	(980)		(980)		–	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 700		4 699		4 694	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	–		1		–	
Результат программы вознаграждения	98		98		20	
Выпуск конвертируемых облигаций	–		113		–	
Изменения в неконтролируемой доле дочерних компаний	–		(141)		(15)	
Выбытие собственных акций, выкупленных у акционеров	–		(70)		–	
Остаток на 31 декабря	4 798		4 700		4 699	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	59 212		51 634		45 983	
Чистая прибыль	10 357	10 357	9 006	9 006	7 011	7 011
Дивиденды по обыкновенным акциям	(1 629)		(1 428)		(1 360)	
Остаток на 31 декабря	67 940		59 212		51 634	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(67)		(75)		(70)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	22	22	12	12	(4)	(4)
(Актuarный убыток) актуарная прибыль	(9)	(9)	(4)	(4)	1	1
Непризнанный убыток от ценных бумаг, имеющих в наличии для реализации	–	–	–	–	(2)	(2)
Остаток на 31 декабря	(54)		(67)		(75)	
Итого совокупный доход		10 370		9 014		7 006
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря	67 638		59 197		55 991	
Неконтролируемая доля в дочерних компаниях						
Остаток на 1 января	411		388		670	
(Чистый убыток) чистая прибыль, относящийся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(531)		113		58	
Изменение в неконтролируемой доле в дочерних компаниях	(52)		(90)		(340)	
Остаток на 31 декабря	(172)		411		388	
Итого капитал на 31 декабря	67 466		59 608		56 379	

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

	Движение акций		
	2011	2010	2009
	(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	(69 208)	(3 836)	(3 836)
Акции, выкупленные у акционеров	(6 893)	(68 912)	–
Выбытие акций, выкупленных у акционеров	–	3 540	–
Остаток на 31 декабря	(76 101)	(69 208)	(3 836)

	Примечание	2011	2010	2009
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		10 357	9 006	7 011
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		4 473	4 154	3 937
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		185	316	(213)
Списание затрат по сухим скважинам		417	225	117
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов		1 663	363	381
Отложенный налог на прибыль		615	247	72
Неденежная прибыль по курсовым разницам		(214)	(44)	(57)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(6)	(67)	(20)
Прочие, нетто		(447)	167	138
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность		(758)	(2 285)	(1 171)
Запасы		(1 420)	(813)	(1 719)
Кредиторская задолженность		885	1 508	96
Обязательства по уплате налогов		177	274	292
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(413)	490	19
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		15 514	13 541	8 883
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Приобретение лицензий		(25)	(15)	(40)
Капитальные затраты		(8 249)	(6 596)	(6 483)
Поступления от реализации основных средств		156	128	91
Приобретение финансовых вложений		(101)	(137)	(216)
Поступления от реализации финансовых вложений		79	126	478
Реализация дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета выбывших денежных средств		227	130	92
Приобретение дочерних компаний и долей в зависимых компаниях (включая авансы по приобретениям), без учета приобретенных денежных средств		(2 860)	(932)	(2 473)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(10 773)	(7 296)	(8 551)
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(633)	(213)	(1 281)
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		1	2 515	5 467
Погашение долгосрочных обязательств		(1 372)	(2 267)	(2 697)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(1 714)	(1 471)	(1 337)
Дивиденды, выплаченные миноритарным акционерам		(116)	(85)	(85)
Финансирование, полученное от миноритарных акционеров		3	18	20
Приобретение акций Компании		(398)	(3 664)	–
Поступления от продажи акций Компании		–	193	–
Приобретение облигаций с правом обмена на акции		–	(980)	–
Приобретение неконтролируемых долей в дочерних компаниях (включая авансы по приобретениям)		(34)	(192)	(372)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(4 263)	(6 146)	(285)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(93)	(5)	(12)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		385	94	35
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 368	2 274	2 239
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	2 753	2 368	2 274
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		683	718	520
Налог на прибыль уплаченный		2 508	2 126	1 575

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

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 принадлежит от 20 до 50% голосующих акций или долей капитала и на деятельность которых Компания оказывает существенное влияние, но при этом не имеет контроля над ними, учитываются по методу долевого участия. Вложения в компании, в которых Компании прямо или косвенно принадлежит более 50% голосующих акций или долей капитала, но в которых миноритарные акционеры имеют права существенного участия, учитываются по методу долевого участия. Неделимые доли в совместных предприятиях по добыче нефти и газа учитываются по методу пропорциональной консолидации. Вложения в прочие компании отражены по стоимости приобретения. Инвестиции в компании, учитываемые по методу долевого участия, и вложения в прочие компании отражены в статье «Финансовые вложения» консолидированного баланса.

Использование оценок

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ США требует от руководства Компании использования оценок и допущений, которые влияют на отражаемые суммы активов, обязательств, 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 признается на момент перехода к покупателю прав собственности на продукцию, 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.

Что касается некоторых хозяйственных операций, для которых доллар США не является функциональной валютой и экономика не высокоинфляционна, 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 2011, 2010 и 2009 гг. валютный курс составлял 32,20, 30,48 и 30,24 руб. за 1 долл. США соответственно.

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 этой 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 долевые ценные бумаги Группы классифицируются по трем категориям – торговые ценные бумаги; ценные бумаги, имеющиеся в наличии для реализации; бумаги, хранящиеся до срока погашения.

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

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

Постоянное снижение рыночной стоимости ценных бумаг, имеющих 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 (включая затраты на бурение сухих эксплуатационных скважин и затраты оператора при разработке месторождений по соглашениям о разделе продукции и по сервисным договорам (пропорционально доле Группы)), а также затрат 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 возникновения обязательств. Одновременно в том же размере производится увеличение балансовой стоимости соответствующего долгосрочного актива. Впоследствии обязательства увеличиваются в связи с приближением срока их исполнения, а соответствующий актив амортизируется с использованием метода единицы произведенной продукции.

Деловая репутация и прочие нематериальные активы

Деловая репутация представляет собой превышение стоимости приобретения над справедливой стоимостью приобретенных чистых активов. Деловая репутация по приобретенному сегменту деятельности определяется на дату его приобретения. Деловая репутация не амортизируется, вместо этого проводится тест на обесценение

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, генерируемых этой группой активов. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает прогнозируемую величину будущих недисконтированных потоков денежных средств, признается убыток от обесценения путем списания балансовой стоимости до прогнозируемой справедливой (рыночной) стоимости группы активов, которая обычно определяется как чистая стоимость будущих дисконтированных потоков денежных средств. Активы для продажи отражаются в балансе отдельной статьей, 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 разницей 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, основанный 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 от третьих лиц (за исключением конвертируемых облигаций) 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 от связанных сторон (за исключением конвертируемых облигаций), 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.

Поступления от выпуска конвертируемых облигаций с опционом обмена на денежные средства Группа распределяет между обязательством и капиталом. Сумма, относимая на капитал, определяется Группой как разница между полученными поступлениями и справедливой стоимостью обязательства, которая определяется как справедливая стоимость аналогичных обязательств, не имеющих связанной части компонента капитала. Группа признает расходы по процентам в последующих периодах по ставке неконвертируемого долга.

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 консолидированном 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 ранее.

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 невозникновения таких убытков зависит от того, произойдет или не произойдет то или иное событие 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. 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.

Изменения в учетной политике

В апреле 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление стандартов учета (далее – ОСУ) № 2011-02 *«Определение кредитором, является ли реструктуризация реструктуризацией проблемной задолженности»*, которое дополняет раздел 310 Кодификации учетных стандартов (далее – Кодификация). Данное ОСУ представляет собой дополнительное руководство при рассмотрении ситуаций, когда реструктуризация приводит к реструктуризации проблемной задолженности и помогает кредиторам определить, в каком случае кредитор предоставляет уступку и испытывает ли дебитор финансовые затруднения. ОСУ № 2011-02 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, начавшихся после 15 июня 2011 г. Группа полностью применяет ОСУ № 2011-02 начиная с третьего квартала 2011 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 оценки по справедливой стоимости. Необходимо также развернуто раскрывать информацию о приобретениях, продажах, выпусках и погашениях активов и обязательств, относящихся к Категории 3 оценки по справедливой стоимости. Данное ОСУ также уточняет существующий порядок раскрытия оценки справедливой стоимости в отношении уровня детализации, используемых исходных данных и методов определения стоимости. Группа полностью применяет ОСУ № 2010-06 начиная с промежуточной финансовой отчетности за первый квартал 2011 г. Применение ОСУ № 2010-06 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

Новые стандарты учета

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-12 «*Об отсрочке даты ввода в действие дополнений к способам отражения переклассификаций статей, относящихся к прочему накопленному совокупному доходу в соответствии с ОСУ № 2011-05*». Данное ОСУ дает отсрочку применению положений об изменениях, касающихся способов отражения переклассификаций прочего накопленного совокупного дохода в соответствии с ОСУ № 2011-05 «*Отражение совокупного дохода*», до тех пор, пока Комитет по стандартам финансового учета не пересмотрит данные положения. Компании должны продолжать отражать переклассификации накопленного прочего совокупного дохода в соответствии с требованиями, действовавшими до введения в действие ОСУ № 2011-05. ОСУ 2011-12 вступает в действие одновременно с ОСУ № 2011-05 и должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-12 начиная с первого квартала 2012 г. и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-11 «*Раскрытие операций по взаимозачету активов и обязательств*». Данное ОСУ требует от обществ раскрывать информацию о взаимозачетах между активами и обязательствами, а также подобные им операции таким образом, чтобы пользователи финансовой отчетности имели информацию о влиянии таких операций на финансовое положение общества. Данное положение применяется к производным финансовым инструментам, договорам продажи с обратным выкупом, договорам по обратной купле-продаже, а также к операциям по займам ценных бумаг. ОСУ № 2011-11 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 1 января 2013 г. В настоящее время Группа оценивает влияние, оказываемое ОСУ № 2011-11, и считает, что оно не окажет существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-08 «*Тест деловой репутации на обесценение*», которое позволяет компаниям использовать качественный подход при проведении теста на обесценение деловой репутации. Данное ОСУ разрешает компаниям сначала оценивать качественные факторы для определения того, сложилась ли ситуация, при которой более вероятно, чем нет,

что справедливая стоимость тестируемого объекта меньше, чем его балансовая стоимость, и существует ли необходимость проведения двухступенчатого теста на обесценение деловой репутации согласно требованиям раздела 350 Кодификации. ОСУ № 2011-08 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, в которых проводятся тесты на обесценение, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-08 начиная с первого квартала 2012 г. и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В июне 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-05 «*Отражение совокупного дохода*», которое дополняет раздел 220 Кодификации. Данное ОСУ усиливает значение совокупного дохода в финансовой отчетности. Согласно данному ОСУ компании будут иметь возможность раскрывать компоненты чистой прибыли и совокупного дохода в одном или двух отчетах. Данное ОСУ исключает возможность представлять совокупный доход в составе отчета об изменениях в капитале по ОПБУ США. ОСУ № 2011-05 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-05 начиная с первого квартала 2012 г.

В мае 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-04 «*Поправки для достижения общих принципов определения справедливой стоимости и требований к раскрытию в ОПБУ США и МСФО*», которое дополняет раздел 820 Кодификации. Данное ОСУ представляет собой руководство для определения справедливой стоимости и требования к раскрытию информации, проясняет намерения Комитета относительно применения текущих требований по определению справедливой стоимости. Новое ОСУ не расширяет сферу использования справедливой стоимости, а, скорее, представляет собой руководство по тому, как справедливая стоимость должна быть использована там, где ее применение уже требуется или разрешено к использованию согласно ОПБУ США. ОСУ № 2011-04 должно применяться в отношении будущих периодов для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-04 начиная с первого квартала 2012 г. и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

ПРИМЕЧАНИЕ 3.
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Денежные средства в рублях	1 152	367
Денежные средства в долларах США	1 224	1 259
Денежные средства в прочих иностранных валютах	271	418
Денежные средства в связанных банках в рублях	83	320
Денежные средства в связанных банках в прочих иностранных валютах	23	4
Итого денежные средства и их эквиваленты	2 753	2 368

ПРИМЕЧАНИЕ 4.
НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

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

	2011	2010	2009
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	6	67	20
Неденежные приобретения	–	–	100
Итого неденежные операции	6	67	120

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

	2011	2010	2009
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	10 773	7 296	8 551
Неденежные приобретения	–	–	100
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	6	67	20
Итого инвестиционная деятельность	10 779	7 363	8 671

ПРИМЕЧАНИЕ 5.
ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА МИНУСОМ РЕЗЕРВА ПО СОМНИТЕЛЬНЫМ ДОЛГАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Дебиторская задолженность по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 179 и 182 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	7 209	6 748
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 333	1 149
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 54 и 50 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	379	322
Итого дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	8 921	8 219

ПРИМЕЧАНИЕ 6.
ЗАПАСЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Нефть и нефтепродукты	6 265	5 093
Материалы для добычи и бурения	321	356
Материалы для нефтепереработки	57	37
Прочие товары, сырье и материалы	890	745
Итого запасы	7 533	6 231

ПРИМЕЧАНИЕ 7.
ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	4 887	4 529
Долгосрочные кредиты, выданные зависимым компаниям и совместным предприятиям, учитываемым по методу долевого участия	1 001	990
Прочие долгосрочные финансовые вложения	64	118
Итого долгосрочные финансовые вложения	5 952	5 637

Вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия

Обобщенная финансовая информация, приведенная ниже, относится к совместным предприятиям и зависи-

мым 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.

	2011		2010		2009	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	32 770	4 777	24 348	3 672	5 139	2 275
Прибыль до налога на прибыль	13 832	1 005	9 187	675	1 305	478
Минус налог на прибыль	(4 241)	(315)	(2 682)	(203)	(407)	(127)
Чистая прибыль	9 591	690	6 505	472	898	351

	По состоянию на 31 декабря 2011		По состоянию на 31 декабря 2010	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	7 379	1 406	7 462	1 359
Основные средства	19 064	5 587	18 053	5 099
Прочие внеоборотные активы	1 454	462	989	350
Итого активы	27 897	7 455	26 504	6 808
Краткосрочные займы и кредиты	1 100	223	701	57
Прочие краткосрочные обязательства	3 703	668	2 844	551
Долгосрочные займы и кредиты	7 461	1 069	7 809	1 079
Прочие долгосрочные обязательства	1 581	608	1 805	592
Чистые активы	14 052	4 887	13 345	4 529

В апреле 2011 г. Компания и ОАО АНК «Башнефть» подписали договор участников о создании совместного предприятия и об условиях реализации проекта по разработке месторождений им. Р. Требса и А. Титова, расположенных в Ненецком автономном округе России. В рамках данного договора ОАО АНК «Башнефть» переформировало права недропользования по разработке месторождений в пользу ООО «Башнефть-Полюс», своего 100%-го дочернего общества. В декабре 2011 г. Компания приобрела 25,1% ООО «Башнефть-Полюс» приблизительно за 153 млн долл. США, а ООО «Башнефть-Полюс» приобрело у компании Группы 29 поисковых и разведочных скважин на данных месторождениях за 60 млн долл. США. Стороны договорились транспортировать нефть с месторождений через принадлежащую Группе транспортную сеть. Стороны также рассмотрят возможность использования прочей инфраструктуры, принадлежащей Группе.

В апреле 2011 г. Компания приобрела 11%-ю долю в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (Приоло, Италия) приблизительно за 241 млн евро (342 млн долл. США).

Приобретение осуществлялось путем частичного исполнения опциона, условия которого были определены первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Данное соглашение предоставляет второму участнику – компании «ERG S.p.A.» (далее – ERG) пут-опцион по поэтапной продаже всей своей доли в данном совместном предприятии Группе. В результате доля Группы была увеличена с 49 до 60%. В соответствии с соглашением сторон ERG и Компания сохранили равные права на управление совместным предприятием. По этой причине Группа продолжает учитывать данное вложение по методу долевого участия. В январе 2012 г. Компания получила уведомление о том, что Совет директоров ERG принял решение об исполнении опциона по дальнейшей продаже Компании 20%-ой доли в совместном предприятии. Предположительно сделка будет завершена во втором квартале 2012 г. и ее сумма составит 400 млн евро (526 млн долл. США), не включая запасы. Таким образом, доля Группы будет увеличена с 60 до 80% и Группа получит контроль над совместным предприятием.

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2011	по состоянию на 31 декабря 2010	по состоянию на 31 декабря 2011	по состоянию на 31 декабря 2010
Разведка и добыча				
Россия	54 269	51 797	34 415	32 973
За рубежом	8 138	7 114	6 376	5 624
Итого	62 407	58 911	40 791	38 597
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Россия	12 133	11 062	7 395	7 208
За рубежом	6 903	6 883	4 282	4 511
Итого	19 036	17 945	11 677	11 719
Энергетика и прочие виды деятельности				
Россия	4 890	4 589	4 026	3 970
За рубежом	406	440	309	343
Итого	5 296	5 029	4 335	4 313
Итого основные средства	86 739	81 885	56 803	54 629

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. При проведении тестов на обесценение использовались модели оценки активов по справедливой стоимости, которые относятся к Категории 3 (стоимость которых основана на допущениях участников рынка и показателях, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками).

В 2005 г. Компания и компания «КонокоФиллипс» создали совместное предприятие на базе дочернего общества Группы ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ). Целью создания совместного предприятия стала разработка нефтяных месторождений, находящихся в Тимано-Печорском регионе России (см. [Примечание 17 «Консолидация предприятия с переменной долей участия»](#)). В 2008 г. НМНГ начало промышленную добычу на Южно-Хыльчюуском нефтяном месторождении –

основном месторождении совместного предприятия. По состоянию на 31 декабря 2008 г. доказанные запасы нефти на данном месторождении составили приблизительно 505 млн барр. В течение 2010 г. добыча нефти начала падать по ряду непредвиденных геологических причин. По состоянию на 31 декабря 2011 г. доказанные запасы нефти составили приблизительно 142 млн барр. В 2011 г. Компания признала убытки от обесценения активов разведки и добычи НМНГ в сумме 1 175 млн долл. США.

Кроме этого, в 2011 г. Компания признала обесценение основных средств, относящихся к сегменту переработки, торговли и сбыта за рубежом, в сумме 175 млн долл. США.

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, а также убыток от обесценения зарубежных активов торговли и сбыта нефтепродуктов в сумме 29 млн долл. США.

Далее в таблице представлена справедливая стоимость основных средств, определенная на основе единовременных оценок в периодах, следующих за их первичным признанием.

	Справедливая стоимость	Категория 3 справедливой стоимости	Убыток до налога на прибыль
2011			
Основные средства	1 195	1 195	1 350
2010			
Основные средства	120	120	193

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 2 126 млн долл. США и 1 798 млн долл. США соответственно. Из них 6 млн долл. США и 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 2011 и 2010 гг.

	2011	2010
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	1 798	1 199
Расход от начисления обязательств	158	124
Новые обязательства	172	190
Изменения в оценке существующих обязательств	173	314
Расходы по существующим обязательствам	(5)	(6)
Выбытие активов	(5)	(4)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	(165)	(19)
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря	2 126	1 798

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2011 и 2010 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 2011, 2010 и 2009 гг. составило:

	2011	2010	2009
Остаток на 1 января	405	406	337
Поступления в связи с ожиданием признания доказанных запасов	97	156	124
Списано на расходы	–	(94)	(36)
Перенос в связи с признанием доказанных запасов	(33)	(63)	(19)
Остаток на 31 декабря	469	405	406

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

	По состоянию на 31 декабря		
	2011	2010	2009
Стоимость разведочных скважин, капитализированных на балансе:			
в течение одного года и менее	78	148	124
в течение двух лет	144	72	122
в течение трех лет	72	89	86
в течение четырех лет	82	82	58
в течение пяти и более лет	93	14	16
в течение более чем одного года	391	257	282
Итого стоимость капитализированных разведочных скважин	469	405	406
Количество проектов, в которых имеются разведочные скважины, капитализированные более одного года	14	11	15

Сроки нахождения на балансе разведочных скважин, капитализированных более одного года с момента окончания бурения, по состоянию на 31 декабря 2011 г.:

Название проекта (месторождения)	Регион	По состоянию на 31 декабря 2011	Годы, в течение которых были пробурены скважины
Блок А	Саудовская Аравия	255	2007-2010
Кейп-Три-Пойнтс-Дипуотер	Гана	92	2010
Арал	Узбекистан	5	2010
Винниковское	Европейская часть России	7	2008-2010
Центрально-Астраханское	Европейская часть России	6	2008-2009
Габышевское	Европейская часть России	5	2008-2009
8 проектов менее чем 4 млн долл. США каждый	Европейская часть России	21	2004-2010
Итого 14 проектов		391	

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 255 млн долл. США, которые относятся к двум месторождениям блока А в Саудовской Аравии, представляют собой четыре скважины, пробуренные в 2007–2010 гг. Скважины были законсервированы до принятия окончательного решения о перспективности и экономической эффективности проекта. В 2011 г. для получения необходимой технологии разработки и добычи газа из трудноизвлекаемых коллекторов Группа заключила контракт с международной инженерно-

исследовательской компанией с целью поиска технического решения, которое позволит достичь максимальной производительности скважин для коммерциализации найденных запасов. Работы по контракту были выполнены в 2011 г. По результатам этой работы Группа представит на рассмотрение и утверждение правительством Саудовской Аравии предложения по дальнейшей оценке месторождений и мероприятиях по реализации проекта. Решение по дальнейшей работе по проекту ожидается принять в течение 2012 г.

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 92 млн долл. США, которые относятся к блоку «Кейп-Три-Пойнтс-Дипуотер» в республике Гана, представляя собой затраты на бурение одной разведочной скважины. В 2011 г. дополнительно была пробурена оценочная скважина, которая оказалась

неуспешной и была списана. Группа продолжает работы по оценке перспективности проекта. Вторая оценочная скважина будет пробурена в 2012 г.

По остальным проектам Компания также определяет план будущей разработки.

ПРИМЕЧАНИЕ 10.

ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ И ПРОЧИЕ НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

Информация о балансовой стоимости деловой репутации и прочих нематериальных активов по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	389	391
Лицензии и прочие нематериальные активы	343	409
Деловая репутация	612	646
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	1 344	1 446

В 2011 г. Компания признала убыток от обесценения деловой репутации, относящийся к сегменту переработки, торговли и сбыта.

ПРИМЕЧАНИЕ 11.

КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	118	728
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	30	66
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 644	1 331
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	1 792	2 125

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 56 млн долл. США и 609 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 17 млн долл. США и 29 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 45 млн долл. США и 90 млн долл. США, под-

лежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составляла 4,93% и 1,87% годовых соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 12.

ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 1 120 и 2 071 млн долл. США на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно)	2 652	3 764
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	897	896
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 412	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.	596	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
Рублевые облигации со ставкой 7,10% и сроком погашения в 2011 г.	–	262
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	776	820
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	311	328
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	186	197
Долгосрочные обязательства по аренде	116	152
Общая сумма долгосрочной задолженности	8 944	10 400
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 644)	(1 331)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	7 300	9 069

**Долгосрочные кредиты
и займы**

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 834 млн долл. США и 1 707 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 284 млн долл. США и 369 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы 1 514 млн долл. США и 1 667 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 20 млн долл. США и 21 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2012 до 2038 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. составляла 5,39% и 4,50% годовых соответственно. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение

которых обеспечивается Группой. Приблизительно 10% 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 315 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2013 г. Кредит был организован банками «АБН АМРО Банк», «Банко Бильбао Вискайя Аргентария», «БНП Париба», «Банк Токио-Мицубуши 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.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, полученный от Европейского банка реконструкции и развития, с задолженностью в сумме

173 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 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 136 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 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 102 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2019 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЕВРИБОР плюс 0,125% годовых.

Компании Группы имеют кредитные соглашения с бывшей связанной стороной Группы – компанией «КонокоФиллипс» с задолженностью в сумме 1 508 млн долл. США, подлежащей уплате в рублях Российской Федерации, по состоянию на 31 декабря 2011 г. и датами погашения до 2038 г. Данная сумма включает 1 335 млн долл. США, выданных НМНГ компанией «КонокоФиллипс» (см. *Примечание 17 «Консолидация предприятия с переменной долей участия»*). По данным соглашениям 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.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2011 г. составила 78 млн долл. США с датами погашения от 2012 до 2017 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 4,17% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2011 г. составила 340 млн долл. США с датами погашения от 2012 до 2018 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 1,78% годовых.

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 АDR Компании (одна АDR равна одной обыкновенной акции Компании), курс обмена составляет 73,3912 долл. США за АDR. Держатели облигаций имеют право конвертировать облигации в АDR 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 облигаций 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 – со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. Облигации были размещены по номинальной стоимости и по ним выплачивается полугодовой купон. В декабре 2011 г. Компания погасила все выпущенные облигации со сроком обращения 5 лет в соответствии с условиями их выпуска.

Период погашения долгосрочных кредитов

Суммы долгосрочных долговых обязательств, подлежащие погашению в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 644 млн долл. США в 2012 г., 512 млн долл. США в 2013 г., 1 092 млн долл. США в 2014 г., 1 551 млн долл. США в 2015 г., 95 млн долл. США в 2016 г. и 4 050 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. Зарубежные операции Группы облагаются налогами по ставкам, определенным юрисдикциями, в которых они были совершены.

По состоянию на 1 января 2011 и 2010 гг., а также в течение 2011, 2010 и 2009 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 2009 г.

Вплоть до 1 января 2012 г. в налоговом законодательстве Российской Федерации не было положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем ее уменьшения за счет убытков другой компании Группы. Убытки для целей налогообложения могут быть полностью или частично зачтены индивидуальным налогоплательщиком в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка.

С 1 января 2012 г. при соблюдении определенных условий налогоплательщикам предоставлена возможность уплачивать налог на прибыль по консолидированной группе налогоплательщиков (далее – КГН). Это позволяет использовать убытки, понесенные отдельными участниками КГН, против прибыли других участников

КГН. В течение 2012 г. некоторые компании Группы планируют выполнить требования законодательства и уплачивать налог на прибыль как КГН.

Убытки, полученные налогоплательщиком до вступления в КГН, не могут быть зачтены против налогооблагаемой прибыли других участников КГН. Однако при выходе

налогоплательщика из КГН такие убытки могут быть снова использованы для зачета. Период, в течение которого налогоплательщик имеет право на зачет таких убытков, увеличивается на количество лет, в течение которых налогоплательщик был участником КГН без возможности принятия к зачету таких убытков.

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

	2011	2010	2009
В России	12 561	10 569	9 013
За рубежом	558	901	50
Прибыль до налога на прибыль	13 119	11 470	9 063

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2011	2010	2009
Текущий налог на прибыль			
В России	2 159	1 693	1 677
За рубежом	519	411	245
Итого текущий налог на прибыль	2 678	2 104	1 922
Отложенный налог на прибыль			
В России	581	299	98
За рубежом	34	(52)	(26)
Итого расход по отложенному налогу на прибыль	615	247	72
Итого налог на прибыль	3 293	2 351	1 994

Ниже приводится сопоставление величины расходов по налогу на прибыль, рассчитанной с применением суммарной ставки налога на прибыль по российскому законодательству, применяемой к Компании и равной 20%, с величиной фактических расходов по налогу на прибыль.

	2011	2010	2009
Прибыль до налогообложения	13 119	11 470	9 063
Условная сумма налога по установленной в России ставке	2 624	2 294	1 813
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	693	266	252
влияния различия налоговых ставок за рубежом	169	(4)	68
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(328)	(226)	(251)
изменения величины оценочного резерва	135	21	112
Итого налог на прибыль	3 293	2 351	1 994

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2011	2010	2009
Налог на добычу полезных ископаемых	11 594	7 864	5 452
Социальные налоги и отчисления	587	429	399
Налог на имущество	573	518	470
Прочие налоги и отчисления	164	167	153
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	12 918	8 978	6 474

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Прочие оборотные активы	127	77
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	591	676
Прочие краткосрочные обязательства	(216)	(85)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 790)	(2 417)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 288)	(1 749)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2011	2010
Дебиторская задолженность	5	42
Долгосрочные обязательства	398	387
Запасы	13	1
Основные средства	207	263
Кредиторская задолженность	5	14
Перенос убытков прошлых периодов	646	527
Прочие	229	161
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 503	1 395
Минус оценочный резерв	(553)	(418)
Активы по отложенному налогу на прибыль	950	977
Основные средства	(2 870)	(2 513)
Кредиторская задолженность	(39)	(2)
Дебиторская задолженность	(91)	(30)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(38)	(61)
Запасы	(63)	(57)
Финансовые вложения	(33)	(15)
Прочие	(104)	(48)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(3 238)	(2 726)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(2 288)	(1 749)

В результате приобретения новых компаний в течение 2011 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 34 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 17 398 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 разделом 830 «Учет курсовых разниц» Кодификации и разделом 740 «Учет налога на прибыль» Кодификации не признаются активы и обязательства по отложенному налогу на прибыль, относящиеся к курсовым разницам, возникшим в результате пересчета операций и активов и обязательств из рублей в доллары США с использованием исторического курса. В соответствии с разделом 740 Кодификации 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 2011 и 2010 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2011 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 189 млн долл. США, из которых 24 млн долл. США должны быть использованы в 2012 г., 124 млн долл. США – до 2013 г., 2 млн долл. США – до 2014 г., 3 млн долл. США – до 2015 г., 250 млн долл. США – до 2016 г., 22 млн долл. США – до 2017 г., 80 млн долл. США – до 2018 г., 3 млн долл. США – до 2019 г., 3 млн долл. США – до 2020 г., 682 млн долл. США – до 2021 г., 882 млн долл. США – до 2035 г. и 114 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 от Компании единовременный платеж, 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 2011 и 2010 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 использует 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2011	2010
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	296	291
Влияние курсовых разниц	(14)	(2)
Стоимость вклада текущего года службы	15	16
Процентные расходы	22	23
Изменения пенсионного плана	(4)	6
Актuarный убыток	–	2
Приобретения	–	3
Выплаченные пенсии	(52)	(40)
Прибыль от секвестра	(3)	(3)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	260	296

	2011	2010
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	112	108
Влияние курсовых разниц	(6)	(1)
Рентабельность активов пенсионного плана	2	6
Взносы компаний Группы	49	39
Выплаченные пенсии	(52)	(40)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	105	112
Статус фондирования	(155)	(184)
Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(128)	(144)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(27)	(40)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

	2011	2010
Ставка дисконтирования	7,80%	7,80%
Ставка роста заработной платы	7,30%	7,70%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2011 и 2010 гг.

	2011	2010
Ставка дисконтирования	7,80%	8,70%
Ставка роста заработной платы	7,70%	8,10%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	8,95%	10,07%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2011	2010
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	61	84
Неотраженная актуарная прибыль	4	(6)
Итого затраты	65	78

Суммы, включенные в прочий совокупный убыток в течение 2011 и 2010 гг.

	2011	2010
Дополнительный убыток за период	9	4
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	(4)	6
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(18)	(18)
Чистая сумма, признанная за период	(13)	(8)

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.

НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» в дополнение к активам пенсионного плана 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 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	
	2011	2010
Еврооблигации	4%	–
Российские корпоративные облигации	28%	37%
Российские муниципальные облигации	–	2%
Депозиты в банках	44%	41%
Акции российских эмитентов	6%	5%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	2%	1%
Акции в инвестиционных фондах	13%	13%
Прочие активы	3%	1%
	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.

	2011	2010	2009
Пенсии, заработанные в течение года	15	16	17
Процентные расходы	22	23	23
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(10)	(11)	(10)
Амортизация предыдущих пенсионных отчислений	17	18	2
Прибыль от секвестра	(2)	(3)	(11)
Итого расходы за период	42	43	21

Общий взнос работодателя в 2012 г. ожидается в размере 38 млн долл. США. Сумма 13 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2012 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

Ниже в таблице приведены предполагаемые расходы, связанные с пенсионными и другими социальными выплатами долгосрочного характера.

	2012	2013	2014	2015	2016	За годы 2012–2016	За годы 2017–2021
Пенсионные выплаты	56	13	14	15	13	111	53
Прочие долгосрочные выплаты работникам	26	14	14	14	14	82	62
Итого предполагаемые выплаты	82	27	28	29	27	193	115

ПРИМЕЧАНИЕ 15. АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

Обыкновенные акции

	По состоянию на 31 декабря 2011 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2010 (тыс. штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(76 101)	(69 208)
Акции в обращении	774 462	781 355

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. составило 4 589 млн долл. США, 1 493 млн долл. США и 2 278 млн долл. США соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 23 июня 2011 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2010 г. в размере 59 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 2,11 долл. США. Задолженность по дивидендам в сумме 10 млн долл. США и 13 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

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.

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.

Прибыль на одну акцию

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

	2011	2010	2009
Чистая прибыль	10 357	9 006	7 011
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)	63	3	–
Итого разводненная чистая прибыль	10 420	9 009	7 011
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	778 964	822 359	846 645
Плюс собственные акции для целей конвертации облигаций (тыс. штук)	20 383	892	–
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	799 347	823 251	846 645
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	13,30	10,95	8,28
разводненная прибыль	13,04	10,94	8,28

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 2011 и 2010 гг. составила 8 666 млн долл. США и 10 225 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 2011 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 разделом 815 «Производные финансовые инструменты и операции хеджирования» Кодификации, все прибыли и убытки от операций с производными финансовыми инструментами, как реализованные, так и нереализованные, признаются в консолидированном отчете о прибылях и убытках.

Раздел 815 Кодификации требует, чтобы договоры купли-продажи товаров, легко конвертируемых в денежные средства (таких как нефть, газ и бензин), отражались в бухгалтерском балансе как производные инструменты. Исключения 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 2011				По состоянию на 31 декабря 2010			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
Активы								
Товарные производные финансовые инструменты	–	575	–	575	–	226	–	226
Итого активы	–	575	–	575	–	226	–	226
Обязательства								
Товарные производные финансовые инструменты	–	(599)	–	(599)	–	(264)	–	(264)
Итого обязательства	–	(599)	–	(599)	–	(264)	–	(264)
Чистые обязательства	–	(24)	–	(24)	–	(38)	–	(38)

Указанная выше стоимость основана на анализе каждого контракта, являющегося минимальной единицей учета согласно требованиям раздела 820 «*Определение справедливой стоимости и раскрытия*» Кодификации. 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 колебаний цен на эти товары. Данные колебания могут повлиять на доходы Группы, а также на ее операционную, инвестиционную и финансовую деятельность. В целом, политика Группы – оставаться подверженной изменению цен на товары. Однако Группа использует фьючерсы, форварды, свопы и опционы на различных рынках для поддержания баланса в системе физических поставок, чтобы отвечать запросам покупателей, управлять изменением цен при совершении определенных операций и осуществлять ограниченную, несущественную по объемам торговлю, напрямую не связанную с основной деятельностью Группы. Эта деятельность может иметь своим результатом сделки, цена которых отличается от средних рыночных цен.

Справедливая стоимость активов и обязательств по товарным производным финансовым инструментам по состоянию на 31 декабря 2011 г. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2011
Активы	
Дебиторская задолженность	575
Обязательства	
Кредиторская задолженность	(599)

Метод учета операций хеджирования не применялся для показателей, указанных в данной таблице.

В соответствии с требованиями раздела 815 Кодификации 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 отражены дебиторская задолженность в сумме 39 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 63 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». В 2011 г. реализованные убытки составили 667 млн долл. США и нереализованная прибыль – 10 млн долл. США, в 2010 г. реализованные убытки составили 235 млн долл. США и нереализованная прибыль – 3 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2011 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 инвестицион-

ным проектам, налоговым платежам в местной валюте или по выплате дивидендов.

Справедливая стоимость активов и обязательств по производным финансовым инструментам, связанным с валютными операциями, по состоянию на 31 декабря 2011 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о прибылях и убытках в течение 2011 г. было несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2011 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 несуществен-

ный кредитный риск, поскольку торгуются на Нью-Йоркской товарной бирже или бирже «Интерконтинентал эксчендж» (ICE Futures).

Некоторые производные финансовые инструменты Группы содержат условия, требующие 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 2011 г. у Группы отсутствовали производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 35 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2011 г. кредитный рейтинг Группы снизился на один уровень с текущего «BBB-» (Стандарт энд Пурс) и стал бы ниже инвестиционного рейтинга, Группа была бы вынуждена отразить дополнительное обеспечение на 5 млн долл. США перед контрагентами за внебиржевые производные контракты посредством денежных средств или аккредитивов. Максимальное обеспечение, основанное на максимальном понижении рейтинга, составило бы 14 млн долл. США.

ПРИМЕЧАНИЕ 17. **КОНСОЛИДАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ С ПЕРЕМЕННОЙ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ**

Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют совместное предприятие НМНГ, которое осуществляет разработку нефтяных месторождений Тимано-Печорского региона России. Группа и компания «КонокоФиллипс» имеют равные права на управление 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 осуществляется в интересах Группы и компании «КонокоФиллипс», в прошлом связанной стороны Группы. В соответствии с требованиями раздела 810 «Консолидация» Кодификации Группа проводит анализ, связанный с качественной оценкой, чтобы определить основного выгодополучателя в данном предприятии с переменной долей участия. В результате Группа вновь подтвердила, что она является основным выгодополучателем, и консолидировала НМНГ.

Активы НМНГ составляли приблизительно 3,3 млрд долл. США и 5,5 млрд долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 18. **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, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции, в размере 406 млн долл. США в течение последующих 26 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 2012 г. оценивается Группой в сумме около 1 521 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строи-

тельству, 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 2012 г. оценивается Группой в сумме около 225 млн долл. США.

Группа подписала несколько соглашений на 2012–2015 гг. на строительство платформ на шельфе Каспийского моря. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данным соглашениям оценивается Группой в сумме около 866 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 2014 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 594 млн долл. США.

Обязательства по операционной аренде

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 507 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 175 млн долл. США и 155 млн долл. США в течение 2011 и 2010 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2011 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2011
2012	145
2013	83
2014	74
2015	46
2016	54
В последующие годы	105

Страхование

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится на стадии развития. Руководство Группы считает, что

Группа имеет достаточное страховое покрытие в части страхования ее основных производственных активов. В отношении ответственности перед третьими сторонами за возмещение ущерба, нанесенного имуществу и окружающей среде в результате аварий, связанных с имуществом Группы или ее деятельностью, Группа имеет страховое покрытие, уровень которого, как правило, выше, чем лимиты, установленные законодательством. Руководство считает, что Группа имеет адекватное страховое покрытие рисков, которые могут оказать существенное влияние на деятельность Группы и ее финансовое положение.

Обязательства по природоохранной деятельности

Компании Группы и предшествовавшие им организации осуществляли свою деятельность в Российской Федерации и других странах в течение многих лет, что привело к возникновению определенных экологических проблем. В настоящее время законодательство по охране окружающей среды в Российской Федерации и других странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность, находится в стадии разработки, поэтому компании Группы проводят оценку обязательств по природоохранной деятельности по мере изменения законодательства.

Как только размер обязательств компаний Группы определен, резерв по ним начисляется сразу в отчете о прибылях и убытках. С учетом возможных изменений в законодательстве по охране окружающей среды окончательная величина обязательств по природоохранной деятельности не может быть определена в настоящее время с достаточной степенью достоверности, однако она может оказаться существенной. По мнению руководства, в условиях действующего законодательства у Группы нет каких-либо существенных, не отраженных в консолидированной финансовой отчетности обязательств, которые могли бы отрицательно повлиять на результаты хозяйственной деятельности или финансовое положение Группы.

Активы социального назначения

Компании Группы, как в Российской Федерации, так и в других странах, выделяют средства на спонсорскую поддержку государственных проектов, объектов местной инфраструктуры и социальное обеспечение своих сотрудников. Такие вложения включают отчисления на строительство, развитие и содержание жилищного фонда, больниц, транспорта, зон отдыха, а также отчисления на прочие социальные нужды. Объем подобного

финансирования определяется руководством Группы на регулярной основе и капитализируется или относится на затраты по мере возникновения.

Налогообложение

Налоговая система, существующая в Российской Федерации и на других развивающихся рынках, где Группа осуществляет свою деятельность, является относительно новой и характеризуется значительным числом налогов и часто меняющейся нормативной базой. При этом законы иногда могут содержать нечеткие, противоречивые формулировки, допускающие различное толкование одного и того же вопроса. Как следствие, налоговые органы разных уровней зачастую по-разному трактуют одни и те же положения нормативных документов. Порядок исчисления налогов подлежит проверке со стороны целого ряда регулирующих органов, имеющих право налагать значительные штрафы, начислять и взимать пени и проценты. В Российской Федерации налоговый год остается открытым для проверки налоговыми органами в течение трех последующих календарных лет.

Однако в некоторых случаях налоговый год может быть открыт в течение более длительного периода. Последние события в Российской Федерации показали, что налоговые органы занимают все более активную позицию 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. АДК требовала возмещения ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и выплату штрафных санкций в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд отклонил судебный иск из-за отсутствия персональной юрисдикции. Это решение было поддержано Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решения судов 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. Верховный суд штата Колорадо нашел, однако, что суд первой инстанции совершил процедурную ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции и возвратил дело в Апелляционный суд штата Колорадо, чтобы рассмотреть, должен ли судебный процесс был быть отклонен на альтернативных основаниях (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). Апелляционный суд штата Колорадо отказался отклонять эпизод о неудобном месте рассмотрения дела и вернул его рассмотрение в Окружной суд. В июне 2009 г. три кредитора АДК подали иск о принудительном банкротстве, введя АДК в состояние банкротства. В ноябре 2009 г. после добавления иска АДК перенесло рассмотрение дела из Окружного суда города Денвер в Суд по банкротствам США. 28 октября 2010 г. Суд по банкротствам удовлетворил ходатайство Компании о возвращении дела в Окружной

суд города Денвер. 20 октября 2011 г. Окружной суд города Денвер прекратил все дела по судебным разбирательствам с Компанией. АДК подало прошение об апелляции. Даты слушаний не назначены. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

6 января 2012 г. АДК подало иск в Окружной суд округа Колорадо, США (федеральный суд), повторно выдвигая идентичные претензии, указанные в вышеупомянутом иске и отклоненные Окружным судом города Денвер (суд штата), несмотря на решения суда штата по апелляции АДК. Время, в течение которого Компания обязана ответить, не истекло. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать позицию. 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 около 100 дел о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках нефтепродуктов.

9 февраля 2011 г. Федеральной антимонопольной службой (далее – ФАС России) возбуждено дело в отношении трех крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе Компании, по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением на рынке сбыта нефтепродуктов. 9 августа 2011 г. ФАС России было вынесено решение, согласно которому Компания признана виновной в установлении монополично высоких цен на дизельное топливо в период с октября 2010 г. по декабрь 2010 г. При этом дело по установлению монополично высоких цен на авиакеросин было выделено в отдельное производство и его рассмотрение назначено на 20 марта 2012 г. Постановлением ФАС России от 28 декабря 2011 г. Компания и НПЗ Группы привлечены к ответственности в виде штрафов в размере 19 млн долл. США. Постановление не было оспорено и штрафы были оплачены 17 февраля 2012 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. на сумму штрафов в консолидированной финансовой отчетности Группы был создан резерв.

Группа вовлечена в споры с Республикой Казахстан по вопросу возмещения затрат. Доля Группы в общей сумме предъявленного иска составляет около 295 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 операционные результаты деятельности или 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 существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

ПРИМЕЧАНИЕ 19. **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 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 что Группа 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», компания «КонокоФиллипс» по состоянию на конец третьего квартала 2010 г. 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 в примечаниях 3, 7, 11, 14, 17 и 20.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 1 298 млн долл. США, 2 383 млн долл. США и 1 152 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 54 млн долл. США, 134 млн долл. США и 69 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 374 млн долл. США, 521 млн долл. США и 862 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2011, 2010 и 2009 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 901 млн долл. США, 719 млн долл. США и 539 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 73 млн долл. США, 39 млн долл. США и 28 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая авансы, составляла 415 млн долл. США и 419 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 115 млн долл. США и 114 млн долл. США на 31 декабря 2011 и 2010 гг. соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 20. **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, утвержденными 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 гг. и предусматривает право 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-Мертон. 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 2011 г. существуют непризнанные расходы в сумме 98 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 программы схожи с условиями новой программы вознаграждения, введенной в действие в декабре 2009 г. Количество условно закрепляемых акций составляло около 15,5 млн штук. Из-за 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 137 млн долл. США, 129 млн долл. США и 105 млн долл. США за 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно, из которых 98 млн долл. США, 98 млн долл. США и 20 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в соответствующих периодах. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. 28 млн долл. США и 33 млн долл. США соответственно были включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса. Общая сумма признанного налогового дохода, связанного с данным начислением, в течение 2011, 2010 и 2009 гг. составила 20 млн долл. США, 21 млн долл. США и 21 млн долл. США соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 21. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2011, 2010 и 2009 гг. в соответствии с разделом 280 «Раскрытие данных о сегментах деятельности предприятия» Кодификации.

Группа определила следующие сегменты деятельности – «Разведка и добыча», «Переработка, торговля и сбыт», «Нефтехимия», «Энергетика» и «Прочие». 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 геологоразведки, разработки и добычи углеводородов, в основном нефти. В сегмент «Переработка, торговля и сбыт» включены

компании, перерабатывающие нефть в нефтепродукты, а также компании, покупающие, реализующие и транспортирующие нефть и нефтепродукты. Компании сегмента «Нефтехимия» перерабатывают и реализуют продукцию нефтехимии. 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 были определены исходя из регионов деятельности и включают два сегмента – «Россия» и «За рубежом». Начиная с отчетности за три месяца, закончившихся 31 марта 2011 г., количество географических сегментов было изменено, что связано с переоценкой функционирования системы управления Группой.

Сегменты деятельности

2011	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 449	126 665	1 944	1 472	120	–	133 650
Межсегментная деятельность	41 409	1 884	500	1 520	2 467	(47 780)	–
Итого выручка от реализации	44 858	128 549	2 444	2 992	2 587	(47 780)	133 650
Операционные расходы	4 347	3 975	459	2 098	2 029	(3 853)	9 055
Амортизация и износ	2 865	1 248	63	224	129	(56)	4 473
Расходы по процентам	732	709	20	47	505	(1 319)	694
Налог на прибыль	2 106	1 060	43	(5)	10	79	3 293
Чистая прибыль (чистый убыток)	6 665	3 687	(27)	(127)	(370)	529	10 357
Итого активы	60 311	62 173	1 488	4 220	21 201	(58 201)	91 192
Капитальные затраты	6 629	1 354	89	196	224	–	8 492

2010	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 012	99 064	1 331	1 416	133	–	104 956
Межсегментная деятельность	33 511	1 182	271	1 277	1 937	(38 178)	–
Итого выручка от реализации	36 523	100 246	1 602	2 693	2 070	(38 178)	104 956
Операционные расходы	3 965	3 771	294	1 901	1 628	(3 261)	8 298
Амортизация и износ	2 773	1 033	40	183	126	(1)	4 154
Расходы по процентам	806	859	26	38	405	(1 422)	712
Налог на прибыль	1 449	874	37	(14)	4	1	2 351
Чистая прибыль (чистый убыток)	6 139	3 330	101	(167)	(317)	(80)	9 006
Итого активы	57 280	56 908	1 249	4 338	15 390	(51 148)	84 017
Капитальные затраты	4 908	1 320	76	420	120	–	6 844

2009	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	2 257	76 096	1 576	1 087	67	–	81 083
Межсегментная деятельность	22 096	955	162	1 065	725	(25 003)	–
Итого выручка от реализации	24 353	77 051	1 738	2 152	792	(25 003)	81 083
Операционные расходы	3 266	3 472	515	1 475	452	(1 840)	7 340
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 (чистый убыток)	5 456	2 268	(74)	(162)	(147)	(330)	7 011
Итого активы	55 033	56 286	1 371	4 041	14 250	(51 962)	79 019
Капитальные затраты	4 626	1 316	113	283	196	–	6 534

Географические сегменты

	2011	2010	2009
Реализация нефти на территории России	1 571	956	735
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	32 522	26 342	19 914
Реализация нефтепродуктов на территории России	15 242	10 928	8 101
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	76 335	60 018	46 888
Реализация продуктов нефтехимии в России	914	728	514
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	1 095	642	574
Прочая реализация на территории России	3 213	2 881	2 235
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	2 758	2 461	2 122
Итого выручка от реализации	133 650	104 956	81 083

2011	Россия	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации				
Сторонние организации	24 674	108 976	–	133 650
Межсегментная деятельность	39 567	143	(39 710)	–
Итого выручка от реализации	64 241	109 119	(39 710)	133 650
Операционные расходы	6 999	2 094	(38)	9 055
Амортизация и износ	3 692	781	–	4 473
Расходы по процентам	338	477	(121)	694
Налог на прибыль	2 715	554	24	3 293
Чистая прибыль (чистый убыток)	9 769	4	584	10 357
Итого активы	73 150	34 384	(16 342)	91 192
Капитальные затраты	6 516	1 976	–	8 492

2010	Россия	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации				
Сторонние организации	17 615	87 341	–	104 956
Межсегментная деятельность	34 599	37	(34 636)	–
Итого выручка от реализации	52 214	87 378	(34 636)	104 956
Операционные расходы	6 334	2 005	(41)	8 298
Амортизация и износ	3 393	761	–	4 154
Расходы по процентам	415	427	(130)	712
Налог на прибыль	1 993	359	(1)	2 351
Чистая прибыль (чистый убыток)	8 542	542	(78)	9 006
Итого активы	74 033	30 225	(20 241)	84 017
Капитальные затраты	5 333	1 511	–	6 844
2009				
Выручка от реализации				
Сторонние организации	13 880	67 203	–	81 083
Межсегментная деятельность	26 897	18	(26 915)	–
Итого выручка от реализации	40 777	67 221	(26 915)	81 083
Операционные расходы	5 434	1 952	(46)	7 340
Амортизация и износ	3 186	751	–	3 937
Расходы по процентам	448	406	(187)	667
Налог на прибыль	1 834	219	(59)	1 994
Чистая прибыль (чистый убыток)	7 511	(168)	(332)	7 011
Итого активы	58 461	28 038	(7 480)	79 019
Капитальные затраты	5 064	1 470	–	6 534

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 66 884 млн долл. США, 53 245 млн долл. США и 37 724 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи

в США на сумму 9 496 млн долл. США, 8 595 млн долл. США и 8 144 млн долл. США в 2011, 2010 и 2009 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

ПРИМЕЧАНИЕ 22. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В соответствии с требованиями раздела 855 «События после отчетной даты» Кодификации Группа оценивала

события после отчетной даты до даты, когда финансовая отчетность была готова к публикации. Таким образом, события после отчетной даты оценивались до 24 февраля 2012 г. включительно.

В соответствии с разделом 932 «Раскрытие информации о нефтегазодобывающей деятельности» Кодификации представляется дополнительная неаудированная информация 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 2011 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	659	583	1 242	166
Доказанные запасы нефти и газа	7 479	52 939	60 418	2 315
Накопленные износ и амортизация	(1 762)	(19 527)	(21 289)	(718)
Чистые капитализированные затраты	6 376	33 995	40 371	1 763

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	274
Доказанные запасы нефти и газа	6 578	50 662	57 240	2 111
Накопленные износ и амортизация	(1 490)	(18 530)	(20 020)	(597)
Чистые капитализированные затраты	5 624	32 434	38 058	1 788

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

II. ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЗАПАСОВ, ИХ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ

2011	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	–	41	41	–
недоказанные запасы	70	164	234	–
Затраты на геологоразведку	507	358	865	8
Затраты на разработку	968	4 726	5 694	123
Итого затраты	1 545	5 289	6 834	131

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	685	3 686	4 371	115
Итого затраты	997	3 921	4 918	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

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

Результаты деятельности Группы по добыче нефти и газа представлены ниже. В соответствии с разделом 932 Кодификации 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.

2011	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	2 656	25 232	27 888	1 924
Передачи	–	13 981	13 981	14
Итого доходы	2 656	39 213	41 869	1 938
Затраты на добычу (не включая налоги)				
	(242)	(3 298)	(3 540)	(93)
Затраты на геологоразведку	(439)	(93)	(532)	(2)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(324)	(2 511)	(2 835)	(125)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(460)	(23 817)	(24 277)	(640)
Налог на прибыль	(531)	(1 817)	(2 348)	(407)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	660	7 677	8 337	671

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, износ и оценочные резервы	(306)	(2 504)	(2 810)	(127)
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)				
Затраты на геологоразведку	(147)	(71)	(218)	(10)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(323)	(2 278)	(2 601)	(105)
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

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 раздела 932 Кодификации существующие экономические и производственные условия основываются на средней двенадцатимесячной цене и затратах 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 отсутствии 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 переоформила около 50% лицензий, руководство считает, что в случае окончания срока действия лицензий они будут продлены для завершения оставшейся разработки каждого соответствующего месторождения.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2011, 2010 и 2009 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
Нефть				
1 января 2009 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
Пересмотр предыдущих оценок	(12)	233	221	7
Приобретение неизвлеченного сырья	–	7	7	–
Увеличение / открытие новых запасов	4	515	519	1
Добыча	(26)	(623)	(649)	(22)
31 декабря 2011 г.	337	12 786	13 123	280
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2009 г.	186	8 442	8 628	199
31 декабря 2010 г.	207	8 401	8 608	182
31 декабря 2011 г.	197	8 397	8 594	178

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 163 млн барр., 187 млн барр. и 242 млн барр. соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию на 31 декабря

2011, 2010 и 2009 гг. составляла 96 млн барр., 132 млн барр. и 135 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 2009 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
Пересмотр предыдущих оценок	(487)	273	(214)	25
Приобретение неизвлеченного сырья	–	1	1	–
Увеличение / открытие новых запасов	240	309	549	1
Добыча	(189)	(565)	(754)	(27)
31 декабря 2011 г.	6 071	16 851	22 922	274
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2009 г.	2 002	5 636	7 638	157
31 декабря 2010 г.	2 715	6 024	8 739	143
31 декабря 2011 г.	3 250	6 065	9 315	163

Доля миноритарных акционеров в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 32 млрд куб. фут, 31 млрд куб. фут и 36 млрд куб. фут соответственно. Доля миноритарных акционеров в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию

на 31 декабря 2011, 2010 и 2009 гг. составляла 22 млрд куб. фут, 21 млрд куб. фут и 23 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 раздела 932 Кодификации. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи углеводородов определяются на основе применения цен на нефть и газ, рассчитанных по средней двенадцатимесячной цене, 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 разделу 932 Кодификации 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.

31 декабря 2011 г.	За рубежом	Россия	Дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Поступления денежных средств будущих периодов	51 665	616 290	667 955	25 773
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(26 242)	(416 403)	(442 645)	(12 897)
Налог на прибыль будущих периодов	(6 056)	(35 768)	(41 824)	(2 896)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	19 367	164 119	183 486	9 980
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(10 930)	(97 394)	(108 324)	(5 145)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	8 437	66 725	75 162	4 835
Доля миноритарных акционеров в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	937	937	–

31 декабря 2010 г.	За рубежом	Россия	Дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
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	–

31 декабря 2009 г.	За рубежом	Россия	Дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
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	–

VI. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЙ В СТАНДАРТИЗИРОВАННОЙ ОЦЕНКЕ ДИСКОНТИРОВАННЫХ БУДУЩИХ ЧИСТЫХ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

Дочерние компании	2011	2010	2009
Дисконтированная стоимость на 1 января	43 637	45 597	42 570
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	39	(193)	86
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(13 520)	(12 454)	(11 151)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	69 089	22 241	36 633
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(32 678)	(23 976)	(27 376)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	3 492	1 886	1 878
Расчетные затраты на разработку за период	6 182	5 565	3 201
Пересмотр предыдущих данных о запасах	620	(433)	(4 495)
Чистое изменение налога на прибыль	(7 467)	407	(1 104)
Прочие изменения	229	(141)	70
Эффект дисконтирования	5 539	5 138	5 285
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	75 162	43 637	45 597

Доля в зависимых компаниях	2011	2010	2009
Дисконтированная стоимость на 1 января	3 363	2 622	1 006
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	–	–	1 182
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(1 203)	(927)	(547)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	3 820	2 296	2 129
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(1 720)	(985)	(1 086)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	8	53	3
Расчетные затраты на разработку за период	66	120	31
Пересмотр предыдущих данных о запасах	179	(56)	137
Чистое изменение налога на прибыль	(365)	(294)	(442)
Прочие изменения	267	234	95
Эффект дисконтирования	420	300	114
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	4 835	3 363	2 622

АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный отчёт представляет собой обзор финансового состояния ОАО «ЛУКОЙЛ» на 31 декабря 2011 г., результатов его деятельности за 2011, 2010 и 2009 гг., а также важнейших факторов, способных повлиять на будущие результаты деятельности Группы. Этот отчёт должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчётностью и примечаниями к ней, а также 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 оговорённых случаев. Объёмы собственной добычи нефти пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность нефти, добываемой на различных месторождениях Группы. Объёмы приобретённой нефти, а также иные показатели, выраженные в баррелях, пересчитывались из тонн

в баррели с использованием усреднённого коэффициента, равного 7,33 барр./т. Пересчёт кубических метров в кубические футы производился с использованием коэффициента, равного 35,31 куб. фут/куб. м. Баррель нефти соответствует 1 барр. н. э., а пересчёт кубических футов в баррели нефтяного эквивалента производился с использованием коэффициента, равного 6 тыс. куб. фут/барр. н. э.

Настоящий отчёт 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. 236, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2011	Изменение к 2010, %	2010	Изменение к 2009, %	2009
Выручка от реализации (млн долл. США)	133 650	27,3	104 956	29,4	81 083
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США)	10 357	15,0	9 006	28,5	7 011
Скорректированная чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США) ⁽¹⁾	11 312	25,6	9 006	28,5	7 011
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США)	18 606	15,9	16 049	19,1	13 475
Скорректированная прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США) ⁽¹⁾	19 489	21,4	16 049	19,1	13 475
Налоги (кроме налога на прибыль), включая акцизы и экспортные пошлины (млн долл. США)	(35 135)	26,1	(27 856)	42,6	(19 532)
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (долл. США):					
базовая прибыль	13,30	21,4	10,95	32,2	8,28
разводнённая прибыль	13,04	19,1	10,94	32,1	8,28
Добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э.)	780 980	(4,4)	817 335	1,2	807 301
Добыча нефти Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	90 917	(5,3)	95 992	(1,7)	97 615
Добыча товарного газа Группой с учётом доли в зависимых компаниях (млн куб. м)	18 621	0,4	18 554	24,5	14 898
Производство нефтепродуктов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	62 667	(1,7)	63 770	6,2	60 057
Доказанные запасы углеводородов с учётом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.)	17 269	0,1	17 255	(1,4)	17 504

⁽¹⁾ Скорректировано на убыток от обесценения активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» (см. с. 197).

В 2011 г. чистая прибыль Группы составила 10 357 млн долл. США, что на 1 351 млн долл. США, или на 15,0%, больше, чем в 2010 г. При этом чистая прибыль за четвертый квартал 2011 г. составила 1 345 млн долл. США, что на 841 млн долл. США, или на 38,5%, ниже, чем за четвертый квартал 2010 г.

Увеличение чистой прибыли в 2011 г. в основном объясняется ростом цен на углеводороды по сравнению с предыдущим годом. В то же время рост налоговой нагрузки и укрепление рубля к доллару США оказали негативное влияние на финансовые результаты Группы. Кроме того, в четвертом квартале 2011 г. Группа признала убыток от обесценения активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» в размере 955 млн долл. США за вычетом влияния налогов и неконтролируемой доли в дочерних компаниях, что существенно повлияло на финансовые результаты. В то же время чистая прибыль в 2010 г. включала в себя единовременные нетто-доходы в сумме 132 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.

ОАО «ЛУКОЙЛ» было учреждено 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 ещё 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 доказанных запасов угле-

водородов, составивших по состоянию на 1 января 2012 г. около 17,3 млрд барр. н. э. (нефть – около 13,4 млрд барр., газ – 23,2 трлн куб. фут.).

Деятельность Группы можно разделить на четыре основных операционных сегмента:

- **Разведка и добыча** – деятельность по разведке и разработке нефтегазовых месторождений и добыче нефти и газа, которая ведётся главным образом в Российской Федерации, а также на территории Азербайджана, Казахстана, Узбекистана, на Ближнем Востоке, в Южной Америке, Северной и Западной Африке и Юго-Восточной Азии.
- **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.

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. 204, 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 21 «Сегментная информация»** к консолидированной финансовой отчётности.

ПОСЛЕДНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В 2011 г. Компания достигла следующих результатов:

Разведка и добыча

Введены в эксплуатацию 4 новых нефтяных и газовых месторождения (в 2010 г. – 11 нефтяных и газовых месторождений).

В конце года была начата добыча газа по проекту Гиссар в Узбекистане (годовой объём добычи природного газа ожидается на уровне 1,1 млрд куб. м).

В конце года Группа приобрела 25,1% акций ООО «Башнефть-Полюс», дочерней компании ОАО «АНК Башнефть» (далее – Башнефть), владеющей лицензией и правами недропользования на нефтяные месторождения им. Р. Требса и А. Титова с извлекаемыми запасами нефти в размере 140,1 млн т.

Переработка

В апреле была увеличена доля Группы в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (далее – ИСАБ) с 49% до 60%.

В декабре на Волгоградском НПЗ введена в эксплуатацию новая установка замедленного коксования мощностью 1 млн т в год, что увеличило глубину переработки нефти на НПЗ до 88%.

Энергетика

В апреле в Астрахани введена в эксплуатацию новая паргазовая установка (далее – ПГУ) мощностью 110 МВт.

Эти и другие результаты, достигнутые в 2011 г., детально рассмотрены в отчёте далее.

ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ГРУППЫ

В апреле 2011 г. ОАО «ЛУКОЙЛ» и Башнефть подписали договор о создании совместного предприятия (далее – СП) и об условиях реализации проекта по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова, расположенных на севере Тимано-Печоры. Согласно условиям договора в декабре 2011 г. Компа-

ния за 153 млн долл. США выкупила 25,1% акций ООО «Башнефть-Полюс», дочерней компании Башнефти, в пользу которой были переоформлены лицензия и права недропользования в отношении этих месторождений. В свою очередь СП выкупило у компании Группы 29 разведочных скважин, расположенных на лицензионных участках, за 60 млн долл. США. Соглашение предусматривает также использование инфраструктуры Группы, включая нефтеотгрузочный терминал Варандей на побережье Баренцева моря и энергетический центр Южно-Хыльчуйского нефтяного месторождения. Суммарные извлекаемые запасы нефти месторождений им. Р. Требса и А. Титова составляют 140,1 млн т.

В апреле 2011 г. Группа приобрела 11% акций совместного предприятия по управлению ИСАБ за 241 млн евро (около 342 млн долл. США), увеличив свою долю владения с 49 до 60%. В рамках данной сделки компания «ERG S.p.A.» (далее – ERG) частично исполнила опцион по продаже своей доли в совместном предприятии, созданном в 2008 г. В соответствии с соглашением сторон ERG имеет пут-опцион по продаже Группе своей доли в совместном предприятии в полном объёме. В январе 2012 г. Компания получила предложение о покупке дополнительной 20%-й доли в совместном предприятии. Предположительно сделка должна быть завершена во втором квартале 2012 г. и ее сумма составит 400 млн евро (около 526 млн долл. США), не включая запасы. Сделка подлежит одобрению европейскими регулирующими органами.

В январе 2010 г. Компания подписала контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2, расположенном на юге Ирака. Сторонами контракта являются иракская государственная нефтяная компания «South Oil Company» и консорциум подрядчиков в составе иракской госкомпании «North Oil Company», Компании и норвежской «Statoil ASA». Доля Компании в проекте составляет 56,25%. Месторождение Западная Курна-2 имеет извлекаемые запасы нефти около 12,9 млрд барр.

В рамках расширения своего присутствия в Казахстане 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 долю владения до 100%. ЛУКАРКО является холдинговой компанией, владеющей 5,0%-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. Таким образом, Группа увеличила доли владения в «Тенгизшевройл» с 2,7% до 5,0%, а 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 – в декабре 2011 г.

ОБЕСЦЕНЕНИЕ АКТИВОВ ООО «НАРЬЯНМАРНЕФТЕГАЗ»

В 2005 г. Компания и компания «КонокоФиллипс» в рамках формирования стратегического альянса создали на базе дочернего общества Группы ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ) совместное предприятие для разработки нефтяных месторождений, находящихся на севере Тимано-Печорского региона России. Доля Группы в СП составляет 70%, тогда как управление осуществляется Группой и компанией «КонокоФиллипс» на паритетной основе. В 2008 г. НМНГ начало промышленную добычу на основном нефтяном месторождении совместного предприятия – Южно-Хыльчююском. По состоянию на 31 декабря 2008 г. доказанные запасы нефти на этом месторождении оценивались в 505 млн барр. В 2009 и 2010 гг. на месторождении было добыто 7,0 и

6,9 млн т нефти соответственно. В 2010 г. добыча нефти стала падать по ряду непредвиденных геологических причин и в 2011 г. достигла лишь 3,3 млн т. По состоянию на 31 декабря 2011 г. доказанные запасы нефти на этом месторождении существенно снизились и составили приблизительно 142 млн барр. В 2011 г. в результате проведения соответствующего анализа Компания признала убыток от обесценения основных средств нефтедобычи, а также иных активов НМНГ в сумме 1 261 млн долл. США. С учетом доли компании «КонокоФиллипс» в убытках СП, а также списания отложенных налоговых активов убытки от обесценения активов НМНГ уменьшили чистую прибыль Группы на 955 млн долл. США, а показатель EBITDA – на 883 млн долл. США.

РЕСУРСНАЯ БАЗА

В приведённой ниже таблице представлены данные о запасах дочерних компаний Группы и нашей доле в запасах зависимых компаний в соответствии со стандартами Комиссии по ценным бумагам и биржам США (до достижения экономического предела рентабельной добычи), собранные на основе нашего отчёта о запасах, проаудированного компаний «Миллер энд Ленц», нашим независимым оценщиком запасов, по состоянию на 1 января 2012 и 2011 гг.

Изменения в 2011 г.					
(млн барр. н. э.)	1 января 2012 г.	добыча ⁽¹⁾	увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры	пересмотр предыдущих оценок	1 января 2011 г.
Западная Сибирь	9 711	(439)	307	(18)	9 861
Тимано-Печора	2 550	(134)	97	54	2 533
Урал	2 169	(100)	22	214	2 033
Поволжье	974	(33)	140	22	845
Прочие регионы России	224	(15)	9	7	223
За рубежом	1 641	(81)	44	(82)	1 760
Доказанные запасы нефти и газа	17 269	(802)	619	197	17 255
Вероятные запасы нефти и газа	8 415				8 455
Возможные запасы нефти и газа	3 939				3 167

⁽¹⁾ Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

Доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2012 г. составили 17 269 млн барр. н. э., в том числе 13 403 млн барр. нефти и 23 196 млрд куб. фут газа.

В 2011 г. расширение доказанных запасов за счёт геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 619 млн барр. н. э. Пересмотр предыдущих оценок способствовал увеличению запасов на 197 млн барр. н. э.

В 2011 г. был достигнут существенный прогресс в подготовке к вводу в разработку ряда новых месторождений Компании, что позволило перевести 170 млн барр. н. э. из условных ресурсов в доказанные запасы. В то же время более быстрое падение добычи на Южно-Хыльчуйском месторождении относительно ранее прогнозировавшегося привело к снижению доказанных запасов на 147 млн барр. н. э.

ОСНОВНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

Группа 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» 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 и Вьетнаме.

В таблице ниже приводятся основные показатели, отражающие деятельность по разведке и добыче.

	2011	2010	2009
	(тыс. барр. н. э./сут)		
Среднедневная добыча углеводородов, включая нашу долю в зависимых компаниях, в том числе:			
- нефть	2 140	2 239	2 212
- природный и нефтяной газ ⁽¹⁾	1 840	1 940	1 972
	300	299	240
	(долл./барр. н. э.)		
Удельные затраты на добычу углеводородов	4,71	4,12	3,56
- в России	4,70	4,11	3,53
- за пределами России	4,85	4,29	3,99
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	3 540	3 241	2 787
- в России	3 298	3 023	2 592
- за пределами России	242	218	195
Затраты на геолого-разведочные работы	532	336	218
- в России	93	96	71
- за пределами России	439	240	147
Налог на добычу полезных ископаемых	11 594	7 864	5 452
- в России	11 502	7 795	5 399
- за пределами России	92	69	53

⁽¹⁾ Товарный газ (за исключением газа, произведённого для собственного потребления).

Добыча нефти. В 2011 г. среднедневной объём добычи нефти Группой снизился до 1 840 тыс. барр./сут, или на 5,2%, по сравнению с 2010 г. Добыча нефти (с учётом доли в добыче зависимых компаний) составила 671,4 млн барр., или 90,9 млн т.

В таблице ниже приводятся данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в течение 2011 и 2010 гг.

Изменение к 2010 г.					
(тыс. тонн)	2011 г.	итого, %	структурное изменение	органическое изменение	2010 г.
Западная Сибирь	49 102	(3,6)	–	(1 832)	50 934
Тимано-Печора	17 547	(17,1)	–	(3 628)	21 175
Урал	12 805	3,4	–	420	12 385
Поволжье	3 203	9,8	–	287	2 916
Прочие регионы России	1 952	(3,4)	–	(69)	2 021
Добыча в России	84 609	(5,4)	–	(4 822)	89 431
Добыча за рубежом	3 413	(1,4)	–	(47)	3 460
Итого добыча дочерними компаниями Группы	88 022	(5,2)	–	(4 869)	92 891
Доля Группы в добыче зависимых компаний					
в России	357	6,3	–	21	336
за рубежом	2 538	(8,2)	–	(227)	2 765
Итого добыча	90 917	(5,3)	–	(5 075)	95 992

Основным регионом добычи нефти Группой остаётся Западная Сибирь. В 2011 г. здесь было добыто 55,8% от общего объёма добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в 2010 г. – 54,8%, в 2009 г. – 55,7%). В 2011 г. продолжалось увеличение уровня естественной выработанности месторождений Западной Сибири, что привело к снижению добычи и росту обводнённости скважин. Компания предпринимает меры по стабилизации добычи нефти в регионе.

Основной причиной падения добычи нефти в Тимано-Печоре стало снижение дебитов скважин в результате роста обводнённости, а также уменьшения извлекаемых

запасов, связанного с пересмотром параметров геологической модели Южно-Хыльчужского месторождения.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет её закупки в России и на международных рынках. В России нефть в основном приобретает у зависимых компаний и прочих производителей для последующей переработки или экспорта. Нефть, приобретённая на международных рынках, используется в торговых операциях, поставляется на зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия Группы или передаётся на процессинг на сторонние заводы.

	2011		2010		2009	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	4 010	547	2 243	306	4 442	606
Закупки нефти за рубежом	151 753	20 703	156 759	21 386	150 258	20 499
Итого закупки нефти	155 763	21 250	159 002	21 692	154 700	21 105

Значительная часть закупок нефти Группой производилась в целях её переработки. В 2011 г. для поставки на зарубежные заводы было приобретено 12 969 тыс. т нефти по сравнению с 12 516 тыс. т в предыдущем году.

Добыча газа. В 2011 г. добыча товарного газа, с учётом доли в добыче зависимых компаний, составила

18 621 млн куб. м газа, что примерно соответствует уровню предыдущего года.

Основным газовым месторождением Группы является Находкинское, где добыча природного газа в 2011 г. составила 8 273 млн куб. м (в 2010 г. – 8 146 млн куб. м). Объёмы добычи природного газа за рубежом снизились на 1,9%.

ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ

Переработка. Группа 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, Группа владеет 60%-й долей в нефтеперерабатывающем комплексе ИСАБ в Италии (49% до 1 апреля 2011 г.) и 45%-й долей в нефтеперерабатывающем заводе ТРН в Нидерландах.

По сравнению с 2010 г. производство нефтепродуктов на дочерних НПЗ Группы снизилось на 3,2%, при этом на российских НПЗ производство снизилось на 0,2%, а на зарубежных НПЗ – на 17,1% по причине остановки Одесского НПЗ. На зависимых НПЗ ИСАБ и ТРН производство нефтепродуктов увеличилось на 5,5% по сравнению с 2010 г. благодаря увеличению доли Группы в ИСАБ.

Компания инвестирует значительные средства в модернизацию НПЗ с целью занять лидирующее положение в России по производству экологичного топлива высокого качества. Так, в декабре 2010 г. на НПЗ в Нижнем Новгороде был запущен комплекс каталитического крекинга, что позволило начать производство бензина, полностью соответствующего стандарту Евро-4. Соответствующие инвестиции Группы составили около 1 млрд долл. США. В декабре 2011 г. на Волгоградском НПЗ введена в эксплуатацию новая установка замедленного коксования мощностью 1 млн т в год, что увеличило глубину переработки нефти на НПЗ до 88%.

В России ЛУКОЙЛ лидирует по объемам реализации топлива, полностью отвечающего европейским стандартам, значительно опережая официальные сроки их ввода на территории страны. На российских НПЗ Группы произведено 8 701, 8 429 и 7 266 тыс. т дизельного топлива, удовлетворяющего стандартам Евро-4 и -5, в 2011, 2010 и 2009 соответственно. Производство

бензина, соответствующего стандартам Евро-3, -4 и -5, в 2011, 2010 и 2009 г. составило 6 416, 5 373 и 4 746 тыс. т соответственно. Производство бензина стандарта Евро-5 было начато в конце 2010 г.

Доля бензинов стандарта Евро-3 и выше превышает 90% от общего объема выпуска бензина российскими НПЗ Компании, а доля дизельного топлива стандартов Евро-4 и -5 – 70%. Технически производство автомобильных бензинов по стандарту Евро-4 на НПЗ Группы возможно в полном объеме, выпуск топлив ниже стандарта Евро-4 обусловлен необходимостью поставок продукции федеральным потребителям. С вводом в эксплуатацию новой установки гидроочистки топлив на НПЗ в Волгограде, который планируется на второе полугодие 2012 г., доля дизельных топлив, отвечающих требованиям стандартов Евро-4 и -5, в целом по российским НПЗ Группы возрастет до 97%.

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа может перерабатывать нефть также на сторонних заводах в зависимости от рыночной конъюнктуры 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 Группа перерабатывала нефть на заводах, расположенных в Республике Беларусь и Сербии. Нефтепродукты, произведенные в Беларуси, использовались для снабжения наших местных розничных сетей и для оптовых продаж на экспорт. В конце 2009 г. переработка нефти в Беларуси была прекращена в связи с изменениями в таможенном законодательстве. В третьем квартале 2010 г. Группа начала перерабатывать нефть на стороннем НПЗ в Казахстане.

В следующей таблице представлены основные данные о деятельности по переработке нефти.

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Затраты по переработке нефти на НПЗ Группы	1 444	1 121	923
- в России	1 112	806	671
- за пределами России	332	315	252
Затраты по переработке нефти на ИСАБ и ТРН	890	719	543
Затраты по переработке нефти на сторонних НПЗ	7	5	170
Капитальные затраты	783	702	828
- в России	586	542	520
- за пределами России	197	160	308
	(тыс. барр./сут)		
Переработка нефти на НПЗ Группы	1 073	1 107	1 103
- в России	909	908	893
- за пределами России	164	199	210
Переработка нефти на ИСАБ и ТРН ^{(1) (2)}	230	222	155
Переработка нефти на сторонних НПЗ	5	2	77
Итого переработка нефти	1 308	1 331	1 335
	(тыс. т)		
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы	51 055	52 762	52 376
- в России	43 248	43 346	42 586
- за пределами России	7 807	9 416	9 790
Производство нефтепродуктов на ИСАБ и ТРН ⁽¹⁾	11 612	11 008	7 681
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	256	107	3 485
Итого производство нефтепродуктов	62 923	63 877	63 542

⁽¹⁾ Доля Группы.

⁽²⁾ Включая нефтепродукты, направленные на переработку.

Торговля и сбыт. Торговые операции Группы включают в себя в основном 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 в 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 26 стран и насчитывает около 5,7 тысяч АЗС. Большинство заправочных станций работает под маркой «ЛУКОЙЛ». В результате реструктуризации нашей розничной сети в США количество наших АЗС снизилось по сравнению с уровнем начала года (более 6 тыс. АЗС).

В следующей таблице представлены данные о торговых операциях Группы.

	2011	2010	2009
		(тыс. т)	
Розничные продажи	15 249	14 336	14 613
Оптовые продажи	87 337	91 020	86 147
Итого продажи нефтепродуктов	102 586	105 356	100 760
Закупки нефтепродуктов в России	2 026	1 853	625
Закупки нефтепродуктов за рубежом	45 655	45 816	41 445
Итого закупки нефтепродуктов	47 681	47 669	42 070

Снижение объёма оптовых продаж по сравнению с 2010 г. произошло за рубежом и было связано с остановкой Одесского НПЗ. Кроме того, в результате

роста розничной реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке и роста товарных запасов российских НПЗ произошло снижение экспорта из России.

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России. Объём экспорта нефти из России предприятиями Группы составил:

	2011		2010		2009	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	215 605	29 414	231 525	31 586	241 890	33 000
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	38 739	5 285	65 999	9 004	66 109	9 019
Итого экспорт нефти из России	254 344	34 699	297 524	40 590	307 999	42 019

Экспорт нефти в 2011 г. уменьшился на 14,5% по сравнению с предыдущим годом. Компания экспортировала 41,0% добытой в России нефти (в 2010 г. – 45,4%). Снижение экспорта нефти связано со снижением добычи (в первую очередь на Южно-Хыльчюском месторождении).

Практически весь объём экспорта нефти, минуя «Транснефть», в рассматриваемых периодах осуществлялся через собственную инфраструктуру Компании.

В результате роста объёмов продаж на внутреннем рынке экспорт нефтепродуктов снизился на 6,9% и составил 24,0 млн т. В основном Группа экспортировала из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили около 89% от всего объёма экспортируемых нефтепродуктов.

В 2011 г. выручка от экспорта нефти и нефтепродуктов зарубежным компаниям Группы и третьим лицам составила 25 022 млн долл. США и 17 725 млн долл. США соответственно (22 178 млн долл. США по нефти и 14 088 млн долл. США по нефтепродуктам в 2010 г.).

ЭНЕРГЕТИКА

В 2011 г. Группа продолжила развитие энергетического сектора в соответствии со стратегической программой развития. Он объединяет все виды энергетического бизнеса – от генерации до передачи и реализации тепловой и электроэнергии и включает на данный момент ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградтеплоэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК» (все выделены из ООО «ЮГК ТГК-8»), ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (прежнее название – ООО «ЮГК ТГК-8»), объекты энергогенерации при нефтегазодобывающих предприятиях Группы в России, а также при НПЗ Группы в Болгарии, Румынии и на Украине. Производство электроэнергии составило 12,6 млрд кВт/ч в 2011 г. и 13,2 млрд кВт/ч в 2010 г. Производство тепловой энергии составило 15,2 млн Гкал в 2011 г. и 15,3 млн Гкал в 2010 г.

В апреле 2011 г. в Астрахани была введена в эксплуатацию новая ПГУ мощностью 110 МВт. В качестве основ-

ного и резервного топлива ПГУ использует природный газ. Компания инвестировала в проект более 150 млн долл. США.

В 2011 г. было завершено строительство ПГУ мощностью 410 МВт в Краснодаре. Установка находится в предпусковом режиме. Новый энергоблок позволит увели-

чить установленную электрическую мощность Краснодарской ТЭЦ до 1 090 МВт.

В 2012 г. Компания начала строительство в Астрахани двух ПГУ суммарной мощностью 235 МВт. Предполагаемый срок ввода объектов в эксплуатацию – третий квартал 2013 г.

ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ИЗМЕНЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ И ПРОДУКЦИЮ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Цена, по которой осуществляются продажи нефти и нефтепродуктов, является основным фактором, определяющим выручку Группы. В течение 2011 г. цена на нефть марки «Брент» изменялась от 93 до 126 долл./барр., достигнув максимального значения в 126,7 долл./барр. в начале апреля 2011 г.

Рост цен, начавшийся в декабре 2010 г. и продолжившийся в первом полугодии 2011 г., в основном был

обусловлен спекулятивным фактором, вызванным политической нестабильностью на Ближнем Востоке и в Северной Африке. В третьем квартале 2011 г. цены стабилизировались, однако финансовая напряжённость в Европе и США привела к некоторой ценовой коррекции.

Большая часть нефти, поставляемой Группой на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведённой ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты за рассматриваемые периоды.

	2011	Изменение к 2010, %	2010	Изменение к 2009, %	2009
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)					
Нефть марки «Брент»	111,26	39,9	79,50	28,9	61,67
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) ⁽¹⁾	109,10	39,4	78,29	27,9	61,22
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) ⁽¹⁾	109,08	39,4	78,26	28,0	61,15
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	609,51	37,8	442,35	28,0	345,72
Дизельное топливо 0,01% (ФОБ Роттердам)	958,73	39,3	688,46	28,7	534,84
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	984,12	33,9	735,24	27,0	579,01

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 2011, 2010 и 2009 гг.

	2011	Изменение к 2010, %	2010	Изменение к 2009, %	2009
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут топочный	318,99	30,1	245,27	51,3	162,12
Дизельное топливо	760,53	36,5	557,36	20,5	462,65
Бензин (Аи-92)	857,70	20,1	714,26	22,1	584,87
Бензин (Аи-95)	897,81	20,8	743,17	16,8	636,24

Источник: ИнфоТЭК (без НДС).

ОБМЕННЫЙ КУРС РУБЛЯ К ДОЛЛАРУ США И ТЕМПЫ ИНФЛЯЦИИ

Значительная доля доходов Группы выражена в долларах США или в определённой мере привязана к ценам на нефть в долларах США, тогда как большая часть расходов в России выражена в рублях. Поэтому рублёвая инфляция и колебания обменного курса рубля могут

существенно влиять на результаты наших операций. В частности, укрепление рубля по отношению к доллару США приводит к росту затрат в долларовом исчислении, и наоборот. В 2011 г. ослабление покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации, составило 12,0% по сравнению с предыдущим годом.

Приведённая ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России и изменении курса рубля к доллару США.

	2011	2010	2009
Рублёвая инфляция (ИПЦ), %	6,1	8,7	8,9
Изменение обменного курса рубля к доллару США, %	5,6	0,8	2,9
Средний обменный курс за период (рубли к доллару США)	29,39	30,37	31,72
Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США)	32,20	30,48	30,24

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 2011, 2010 и 2009 гг. налоги по операциям в России составили примерно 88%, 85% и 81% 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 различные 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 2011, 2010 и 2009 гг. 77%, 77% и 75% соответственно. В 2011 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 52% выручки от реализации российскими компаниями Группы в России и на экспорт.

Используемые нами меры налогового планирования и контроля основаны на нашем понимании налогового законодательства, действующего на момент осуществления этих мер. Группа является 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, Группа надлежащим образом выполняет 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:

		2011 ⁽¹⁾	Изменение к 2010, %	2010 ⁽¹⁾	Изменение к 2009, %	2009 ⁽¹⁾
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	409,19	49,6	273,55	52,0	179,93
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки						
средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли:	долл./т	274,27	39,5	196,60	47,2	133,54
легкие дистилляты, в том числе						
автобензин	долл./т	341,94	73,9	196,60	47,2	133,54
прямогонный бензин	долл./т	333,08	69,4	196,60	47,2	133,54
жидкие топлива (мазут)	долл./т	208,46	96,8	105,91	47,2	71,93
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	руб./т	4 456,54	44,9	3 075,76	33,6	2 302,85
природный газ	руб./1 000 м ³	237,00	61,2	147,00	–	147,00

⁽¹⁾ Средние значения.

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

		2011 ⁽¹⁾	Изменение к 2010, %	2010 ⁽¹⁾	Изменение к 2009, %	2009 ⁽¹⁾
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	долл./т	151,65	49,7	101,28	39,5	72,59
природный газ	долл./1 000 м ³	8,06	66,5	4,84	4,5	4,63

⁽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 в течение налогового периода была меньше или равна 15,00 долл./барр. Дополнительный прирост мировой рыночной цены на нефть на 1,00 долл./барр. выше установленного минимального уровня (15,00 долл./барр.) ведёт к росту ставки налога на 1,61 долл./т (или на 0,22 долл./барр. при использовании коэффициента пересчёта, равного 7,33).

В настоящий время установлены базовые ставки налога на добычу полезных ископаемых на 2012 и 2013 гг. в размере 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.

Группа извлекает выгоду от применения нулевой ставки налога на добычу на некоторых месторождениях Ненецкого автономного округа, основным из которых является Южно-Хыльчюское месторождение. 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 Южно-Хыльчюском месторождении по полной ставке.

Группа также осуществляет добычу на шельфе Каспийского моря. В 2011 г. сумма льгот от применения нулевой ставки налога на добычу в этом регионе была незначительной, но мы ожидаем, что она значительно увеличится, по мере роста объёмов добычи.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа. Налог на добычу природного газа исчисляется с использованием фиксированной ставки. В 2009 г. действовала ставка, равная 147 руб. за 1 000 куб. м природного газа. В 2010 и 2011 гг. ставка была равна 237 руб. за 1 000 куб. м природного газа. С 1 января 2012 г. ставка была увеличена до 251 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 не более 0,65 долл./барр. С 1 октября 2011 г. максимальная величина прироста ставки пошлины при росте цены на 1 долл./барр. составляет 0,60 долл./барр.

Расчёт ставки пошлины производится ежемесячно на основании мониторинга нефтяных цен за месяц, непосредственно предшествующий расчёту.

Существует особый режим определения экспортной пошлины для некоторых новых месторождений. 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 путём умножения текущей ставки пошлины на нефть на коэффициент согласно следующей таблице.

	До 1 октября 2011 г.	После 1 октября 2011 г.
Коэффициент для:		
лёгких дистиллятов (кроме бензинов), средних дистиллятов (реактивное топливо), дизельного топлива и газойлей	0,670	0,660
прямогонных и товарных бензинов ⁽¹⁾	0,467	0,900
жидких топлив (мазут)	0,467	0,660
моторных и прочих масел	0,467	0,660
прочих нефтепродуктов	0,467	0,660

⁽¹⁾ Начиная с мая 2011 г. коэффициент для ставки экспортной пошлины на бензин установлен на уровне 0,9.

Экспорт нефти и нефтепродуктов в страны СНГ, за исключением Украины, не облагается экспортными пошлинами.

осуществляет свою деятельность, плательщиками акциза являются как производители, так и продавцы, в зависимости от местного законодательства.

Акцизы на нефтепродукты. Ответственность по уплате акцизов на нефтепродукты в России возложена на перерабатывающие предприятия (за исключением прямогонного бензина). В других странах, где Группа

Начиная с 2011 г. ставки акцизов в России были повышены и поставлены в зависимость от экологического класса топлива. Ниже в таблице приведены ставки акцизов за рассматриваемые периоды.

		2011	Изменение к 2010, %	2010	Изменение к 2009, %	2009
Автомобильный бензин						
ниже Евро-3 низкооктановый	руб./т	5 995,00	105,1	2 923,00	10,0	2 657,00
ниже Евро-3 высокооктановый	руб./т	5 995,00	50,2	3 992,00	10,0	3 629,00
Евро-3	руб./т	5 672,00	42,1	3 992,00	10,0	3 629,00
Евро-4 и -5	руб./т	5 143,00	28,8	3 992,00	10,0	3 629,00
Дизельное топливо						
ниже Евро-3	руб./т	2 753,00	131,7	1 188,00	10,0	1 080,00
Евро-3	руб./т	2 485,00	109,2	1 188,00	10,0	1 080,00
Евро-4 и -5	руб./т	2 247,00	89,1	1 188,00	10,0	1 080,00
Моторные масла	руб./т	4 681,00	44,2	3 246,10	10,0	2 951,00
Прямогонный бензин	руб./т	6 089,00	41,9	4 290,00	10,0	3 900,00

		2011	Изменение к 2010, %	2010	Изменение к 2009, %	2009
Автомобильный бензин						
ниже Евро-3 низкооктановый	долл./т	204,00	111,9	96,25	14,9	83,76
ниже Евро-3 высокооктановый	долл./т	204,00	55,2	131,45	14,9	114,40
Евро-3	долл./т	193,01	46,8	131,45	14,9	114,40
Евро-4 и -5	долл./т	175,01	33,1	131,45	14,9	114,40
Дизельное топливо						
ниже Евро-3	долл./т	93,68	139,5	39,12	14,9	34,04
Евро-3	долл./т	84,56	116,2	39,12	14,9	34,04
Евро-4 и -5	долл./т	76,46	95,5	39,12	14,9	34,04
Моторные масла	долл./т	159,29	49,0	106,89	14,9	93,02
Прямогонный бензин	долл./т	207,20	46,7	141,26	14,9	122,94

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.

Вплоть до 1 января 2012 г. в налоговом законодательстве Российской Федерации не было положений, которые позволяли бы Группе снижать налогооблагаемую прибыль какой-либо компании Группы путем её уменьшения за счет убытков другой компании Группы. Убытки для целей налогообложения могут быть полностью или частично зачтены индивидуальным налогоплательщиком в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка.

С 1 января 2012 г. при соблюдении определенных условий налогоплательщикам предоставлена возможность уплачивать налог на прибыль по консолидированной группе налогоплательщиков (далее – КГН). Это позволяет использовать убытки, понесённые отдельными участниками КГН, против прибыли других участников КГН. В течение 2012 г. некоторые компании Группы планируют выполнить требования законодательства и уплачивать налог на прибыль как КГН.

Убытки, полученные налогоплательщиком до вступления в КГН, не могут быть зачтены против налогооблагаемой прибыли других участников КГН. Однако при выходе налогоплательщика из КГН такие убытки могут быть снова использованы для зачёта. Период, в течение которого налогоплательщик имеет право на зачёт таких

убытков, увеличивается на количество лет, в течение которых налогоплательщик был участником КГН без возможности принятия к зачёту таких убытков.

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». Кроме того, транспортировка нефти возможна железнодорожным транспортом.

Транспортировка нефтепродуктов в Российской Федерации осуществляется с использованием железнодорожного транспорта и через сеть нефтепродуктопроводов, принадлежащую компании ОАО АК «Транснефтепродукт». Владельцем железнодорожной инфраструктуры в России является ОАО «Российские железные дороги». Обе компании принадлежат государству. Основную часть нефтепродуктов Группа транспортирует железнодорожным транспортом.

В России бóльшая часть газа продаётся 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 ОАО «Газпром» (далее – Газпром), а регулированием тарифов на транспортировку газа занимается Федеральная служба по тарифам Российской Федерации. У Группы нет иной возможности продавать газ, кроме как через ЕСГ.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ В 2011, 2010 И 2009 ГГ.

В таблице ниже приведены консолидированные отчёты о прибылях и убытках за указанные периоды.

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Выручка			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	133 650	104 956	81 083
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы	(9 055)	(8 298)	(7 340)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	(59 694)	(43 250)	(31 761)
Транспортные расходы	(6 121)	(5 608)	(4 830)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(3 822)	(3 558)	(3 306)
Износ и амортизация	(4 473)	(4 154)	(3 937)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(12 918)	(8 978)	(6 474)
Акцизы и экспортные пошлины	(22 217)	(18 878)	(13 058)
Затраты на геолого-разведочные работы	(532)	(336)	(218)
Чистый убыток от выбытия и снижения стоимости активов	(1 663)	(363)	(381)
Прибыль от основной деятельности	13 155	11 533	9 778
Расходы по процентам	(694)	(712)	(667)
Доходы по процентам и дивидендам	211	174	134
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	690	472	351
Убыток по курсовым разницам	(301)	(122)	(520)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)	58	125	(13)
Прибыль до налога на прибыль	13 119	11 470	9 063
Текущий налог на прибыль	(2 678)	(2 104)	(1 922)
Отложенный налог на прибыль	(615)	(247)	(72)
Итого налог на прибыль	(3 293)	(2 351)	(1 994)
Чистая прибыль	9 826	9 119	7 069
Чистый убыток (прибыль), относящийся к неконтролируемой доле в дочерних компаниях	531	(113)	(58)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	10 357	9 006	7 011
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	13,30	10,95	8,28
разводнённая прибыль	13,04	10,94	8,28

Ниже приведён анализ основных финансовых показателей отчётности.

ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ

Продажи по видам продукции	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	30 132	25 251	18 276
Экспорт и продажи в странах СНГ	2 390	1 091	1 638
Продажи на внутреннем рынке	1 571	956	735
	34 093	27 298	20 649
Нефтепродукты			
Экспорт и реализация на международных рынках			
оптовая реализация	65 060	50 340	37 716
розничная реализация	11 275	9 678	9 172
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	7 349	5 427	3 820
розничная реализация	7 893	5 501	4 281
	91 577	70 946	54 989
Продукты нефтехимии			
Экспорт и продажи на международных рынках	1 095	642	574
Продажи на внутреннем рынке	914	728	514
	2 009	1 370	1 088
Газ и продукция его переработки			
Экспорт и продажи на международных рынках	1 878	1 565	1 091
Продажи на внутреннем рынке	1 001	786	548
	2 879	2 351	1 639
Реализация энергии и сопутствующих услуг на внутреннем рынке	1 472	1 416	1 087
Прочие продажи			
Экспорт и продажи на международных рынках	880	890	1 030
Продажи на внутреннем рынке	740	685	601
	1 620	1 575	1 631
Продажи, всего	133 650	104 956	81 083

Объёмы продаж	2011	2010	2009
Нефть		(тыс. барр.)	
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	275 696	326 669	305 273
Экспорт и продажи в странах СНГ	45 329	23 280	39 106
Продажи на внутреннем рынке	32 699	26 637	21 909
	353 724	376 586	366 288
Нефть		(тыс. тонн)	
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	37 612	44 566	41 647
Экспорт и продажи в странах СНГ	6 184	3 176	5 335
Продажи на внутреннем рынке	4 461	3 634	2 989
	48 257	51 376	49 971
Нефтепродукты		(тыс. тонн)	
Экспорт и продажи на международных рынках			
оптовая реализация	76 313	80 043	76 351
розничная реализация	6 945	7 314	8 397
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	11 024	10 977	9 796
розничная реализация	8 304	7 022	6 216
	102 586	105 356	100 760
Объёмы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	150 843	156 732	150 731

Средние сложившиеся цены реализации	2011	2010	2009
Средняя цена продаж на мировом рынке			
Нефть (кроме стран СНГ) (долл./барр.)	109,30	77,30	59,87
Нефть (в странах СНГ) (долл./барр.)	52,71	46,84	41,89
Нефтепродукты			
оптовая реализация (долл./т)	852,55	628,91	493,98
розничная реализация (долл./т)	1 623,53	1 323,31	1 092,29
Средняя цена продаж на внутреннем рынке			
Нефть (долл./барр.)	48,06	35,90	33,56
Нефтепродукты			
оптовая реализация (долл./т)	666,62	494,37	389,92
розничная реализация (долл./т)	950,51	783,49	688,74

В 2011 г. выручка от реализации увеличилась на 28 694 млн долл. США, или на 27,3%, по сравнению с 2010 г. (в 2010 г. увеличилась на 23 873 млн долл. США, или на 29,4%, по сравнению с 2009 г.). Выручка от продаж нефти увеличилась на 6 795 млн долл. США, или на 24,9% (в 2010 г. увеличилась на 6 649 млн долл. США, или на 32,2%, по сравнению с 2009 г.). Выручка от продаж нефтепродуктов выросла на 20 631 млн долл. США, или на 29,1% (в 2010 г. выросла на 15 957 млн долл. США, или на 29,0%, по сравнению с 2009 г.). Увеличение выручки было связано с ростом цен на углеводороды по сравнению с 2010 г.

Укрепление рубля к доллару США существенно повлияло на увеличение наших сложившихся цен реализации в России.

Реализация нефти

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Выручка от продаж нефти в 2011 г. выросла на 6 795 млн долл. США, или на 24,9%, в основном в результате роста цен реализации. При этом в результате падения добычи объём реализации нефти снизился в 2011 г. на 6,1%, или на 3 119 тыс. т.

В 2011 г. Группа значительно увеличила поставки нефти в Беларусь, сократив соответственно поставки нефти в дальнее зарубежье.

В 2011 г. выручка от экспорта нефти из России компаниям Группы и третьим лицам составила 25 022 млн долл. США.

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.

Реализация нефтепродуктов

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 14 720 млн долл. США, или на 29,2%, за счёт роста средних цен реализации на 35,6%. При этом объём оптовых продаж снизился в 2011 г. на 3 730 тыс. т, или на 4,7%, в основном в результате снижения экспорта нефтепродуктов и остановки Одесского НПЗ.

В 2011 г. выручка от реализации нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации увеличилась на 1 597 млн долл. США, или на 16,5%, также благодаря росту средних цен реализации, составившему 22,7%. Объёмы продаж сократились в 2011 г. на 369 тыс. т, или на 5,0%. Причиной снижения объёмов розничных продаж стала реструктуризация нашей розничной сети в США. Это снижение было частично компенсировано ростом объёмов розничной реализации в Европе.

В 2011 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России выросла на 1 922 млн долл. США, или на 35,4%. Рост средних цен реализации в 2011 г. составил 34,8%, что и послужило основной причиной увеличения этого вида выручки. Увеличение объёмов продаж в 2011 г. было незначительным.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России в 2011 г. увеличилась на 2 392 млн долл. США, или на 43,5%, в результате роста цен и объёмов реализации. Объём розничных продаж увеличился на 18,3% в результате роста спроса на нефтепродукты.

В 2011 г. выручка от экспорта нефтепродуктов из России компаниям Группы и третьим лицам составила 17 725 млн долл. США.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

В 2010 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 12 624 млн долл. США, или на 33,5%, в основном за счёт роста средних цен реализации на 27,3%. 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 4,8%.

В 2010 г. реализация нефтепродуктов через нашу розничную сеть за пределами Российской Федерации увеличилась на 506 млн долл. США, или на 5,5%. Рост средних цен реализации на 21,2% был частично нивелирован снижением объёмов реализации на 12,9%, 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.

Реализация продуктов нефтехимии

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии в 2011 г. увеличилась на 639 млн долл. США, или на 46,6%, в основном в результате роста объёмов реализации за рубежом. 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. Цены реализации в 2011 г. увеличились на 11,8%.

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. Рост выручки в России произошел благодаря увеличению цен реализации и укреплению рубля к доллару США.

Реализация газа и продукции его переработки

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. продажи газа и продукции его переработки увеличились на 528 млн долл. США, или на 22,5%.

По сравнению с 2010 г. выручка от оптовых продаж продукции газопереработки увеличилась в 2011 г. на 364 млн долл. США, или на 43,6%, в результате роста цен. Розничная выручка от реализации продукции газопереработки увеличилась в 2011 г. на 112 млн долл. США, или на 22,1%, также в результате роста цен реализации.

Выручка от продаж природного газа в 2011 г. увеличилась на 30 млн долл. США, или на 3,6%.

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 2009 г. на 174 млн долл.

США, главным образом из-за пересчёта цен на газ по проекту «Шах-Дениз» за 2008–2010 гг. на общую сумму 101 млн долл. США. Эта дополнительная выручка была признана в третьем квартале 2010 г.

Реализация энергии и сопутствующих услуг на внутреннем рынке

В основном Группа занимается реализацией электро- и тепловой энергии и сопутствующих услуг на внутреннем рынке. Выручка от реализации за рубежом незначительна.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. выручка энергетического сегмента Группы выросла на 56 млн долл. США, или на 4,0%. Рост выручки был связан с ростом тарифов и укреплением рубля. При этом во втором полугодии 2011 г. выручка сегмента энергетики существенно снизилась в связи с сокращением операций по перепродаже энергии.

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.

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, по аренде, а также выручку от реализации производственными и сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с их основной деятельностью.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. прочие продажи выросли на 45 млн долл. США, или на 2,9%. Выручка от продажи товаров и прочей продукции с АЗС увеличилась до 700 млн долл. США, или на 15,5%. В то же время произошло снижение выручки от оказания транспортных услуг сторонним компаниям.

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.

ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	3 540	3 241	2 787
Затраты на переработку на НПЗ Группы	1 444	1 121	923
Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ	897	724	713
Затраты на транспортировку нефти до НПЗ	1 060	1 048	955
Затраты предприятий энергетики	617	654	450
Затраты предприятий нефтехимии	317	221	127
Прочие операционные расходы	1 180	1 289	1 385
Итого операционные расходы	9 055	8 298	7 340

Методика распределения операционных расходов в приведённой таблице отличается от подходов, используемых при подготовке данных для *Примечания 21 «Сегментная информация»* к нашей консолидированной финансовой отчётности. Расходы в сегментной отчётности группируются исходя из принадлежности компаний к тому или иному операционному сегменту, и не делятся по видам расходов в рамках одной компании. Операционные расходы для целей настоящего анализа сгруппированы исходя из природы понесённых затрат.

В 2011 г. операционные расходы увеличились на 757 млн долл. США, или на 9,1%, в результате укрепления рубля к доллару США, составившего 12,0%, роста расходов на энергию и ремонты, а также роста потребления и стоимости присадок.

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 2011 и 2010 гг.

Затраты на добычу в 2011 г. увеличились на 299 млн долл. США, или на 9,2%. Средняя величина удельных

затрат на добычу углеводородов в 2011 г. выросла с 4,12 до 4,71 долл./барр. н. э., или на 14,3%.

Рост затрат в основном был обусловлен укреплением рубля к доллару США, а также ростом расходов на энергообеспечение, ремонты и заработную плату.

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 связан с ростом расходов на энергообеспечение, общим ростом расходов, а также с 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%.

Затраты на переработку на собственных НПЗ

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в целом в 2011 г. на 323 млн долл. США, или на 28,8%.

В 2011 г. затраты на переработку на собственных заводах в России увеличились на 38,0%, или на 306 млн долл. США. Увеличение расходов произошло в результате роста потребления и стоимости присадок, роста расходов на энергообеспечение и ремонт, а также в результате укрепления рубля к доллару США.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом в 2011 г. увеличились на 5,4%, или на 17 млн долл. США. Рост расходов на энергообеспечение и ремонт, несмотря на снижение объёмов производства на заводах в Болгарии и Румынии, привёл к росту затрат на переработку. При этом операционные затраты на остановленном Одесском НПЗ оставались существенными в связи с необходимостью поддерживать производственные мощности в рабочем состоянии, хотя и были значительно ниже, чем в предыдущем году.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в целом в 2010 г. на 198 млн долл. США, или на 21,5%.

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 25,0%, или на 63 млн долл. США, в результате роста расходов на энергообеспечение.

Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа перерабатывала нефть на сторонних и зависимых НПЗ за рубежом.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ выросли на 173 млн долл. США, или на 23,9%, в результате увеличения доли Группы в комплексе ИСАБ с 49 до 60% начиная с апреля 2011 г. и соответствующего роста доли в затратах, а также роста стоимости энергии, укрепления евро к доллару США и ремонтов, проведённых на ИСАБ в первом квартале 2011 г.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

В течение 2010 г. Группа не перерабатывала 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 нефти и нефтепродуктов на сторонних и зависимых НПЗ снизились на 2,8% по сравнению с 2009 г. 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 западно-европейских заводах выше, чем на заводах в России и Беларуси. Кроме того, начиная с третьего квартала 2010 г. Группа стала перерабатывать нефть на стороннем НПЗ в Казахстане.

Затраты предприятий нефтехимии

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. затраты предприятий нефтехимии увеличились на 96 млн долл. США, или на 43,4%, в основном в результате роста производства. В четвертом квартале 2010 г. Группа возобновила выпуск продукции на заводе «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине после реконструкции и строительства линии по производству хлора и каустической соды. Кроме того, на рост расходов повлияли укрепление рубля, а также увеличение потребления сырья в связи с изменением ассортимента выпускаемой продукции.

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.

Затраты на транспортировку 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 последующей переработки.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ в 2011 г. остались на уровне предыдущего года. Рост тарифов и укрепление рубля были компенсированы снижением объёмов поставок нашей нефти на зарубежные заводы.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

Затраты на транспортировку 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. ниже раздел «Транспортные расходы»). Кроме того, в 2010 г. мы значительно увеличили поставки нашей нефти на ТРН.

Затраты предприятий энергетики

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Затраты предприятий энергетики в 2011 г. снизились на 37 млн долл. США, или на 5,7%.

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.

Прочие операционные расходы

Прочие операционные расходы включают в себя затраты добывающих и перерабатывающих предприятий Группы, не связанные с их основной деятельностью, такие как затраты на реализацию транспортных услуг и 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 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. прочие операционные расходы снизились на 109 млн долл. США, или на 8,5%. Снижение расходов связано с уменьшением объёма транспортных услуг, оказанных за рубежом, а также со снижением объёма операций по аренде в результате реструктуризации нашего розничного бизнеса в США.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

По сравнению с 2009 г. прочие операционные расходы снизились на 96 млн долл. США, или на 6,9%, в основном в результате снижения объёма оказанных транспортных услуг за рубежом.

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 энергетики, а также финансовый результат от хеджирования продаж нефти и нефтепродуктов за рубежом.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки выросла в 2011 г. на 16 444 млн долл. США, или на 38,0%, в результате увеличения цен на нефть и нефтепродукты.

В 2011 г. расход по хеджированию составил 657 млн долл. США по сравнению с расходом в размере 232 млн долл. США в 2010 г.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки выросла в 2010 г. на 11 489 млн долл. США, или на 36,2%, 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.

ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Транспортные расходы увеличились в 2011 г. на 513 млн долл. США, или на 9,1%. Рост транспортных расходов произошёл в основном в России в связи с укреплением рубля, ростом тарифов и изменением направлений поставок.

Наши фактические средневзвешенные по объёму транспортные расходы по различным направлениям экспортных поставок нефти и нефтепродуктов изменились по сравнению с 2010 г. следующим образом: тарифы на трубопроводную транспортировку нефти выросли на 14,1%; тарифы на железнодорожную перевозку нефтепродуктов увеличились на 6,9%; ставки морских перевозок нефти снизились на 3,5%, а нефтепродуктов – на 9,2%.

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%.

КОММЕРЧЕСКИЕ, ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов входят бытовые 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 2011 и 2010 гг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании увеличились в 2011 г. на 264 млн долл. США, или на 7,4%. Причинами этого стали рост бытовых расходов в России и за рубежом, а также влияние укрепления рубля на расходы в России. В то же время влияние упомянутых выше факторов было частично компенсировано снижением расходов, связанных с созданием резервов по сомнительным долгам.

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.

ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Сравнение 2011 и 2010 гг.

По сравнению с 2010 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась на 196 млн долл. США, или на 58,3%. Затраты по списанию сухих скважин в 2011 г. достигли 417 млн долл. США. В 2010 г. затраты по списанию сухих скважин составили 225 млн долл. США.

В 2011 г. основные списания расходов по сухим скважинам были связаны с зарубежными проектами: в Гане в сумме 181 млн долл. США, в Кот-д'Ивуаре – 149 млн долл. США, во Вьетнаме – 27 млн долл. США и 17 млн долл. США в Казахстане. В 2011 г. были списаны также расходы по сухим скважинам в Республике Коми в сумме 28 млн долл. США и в Западной Сибири в сумме 10 млн долл. США.

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 на бурение скважин в Колумбии и Кот-д'Ивуаре в размере 112 млн долл. США и 68 млн долл. США соответственно. В России затраты по списанию сухих скважин в 2010 г. составили 42 млн долл. США.

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 нефтегазодобывающие компании «Тургай-Петролеум» и «Тенгизшевройл», ведущие свою деятельность в Казахстане, и нефтеперерабатывающие комплексы ИСАБ и ТРН.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, выросла в 2011 г. на 218 млн долл. США,

или на 46,2%, в основном благодаря росту прибыли компании «Тенгизшевройл».

Сравнение 2010 и 2009 гг.

В конце 2009 г. мы увеличили долю в ЛУКАРКО с 54 до 100%. Таким образом, доля Группы в нефтегазодобы-

вающем 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%.

НАЛОГИ (КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ)

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
В России			
Налог на добычу полезных ископаемых	11 502	7 795	5 399
Социальные налоги и отчисления	480	327	330
Налог на имущество	538	479	438
Прочие налоги и отчисления	77	93	92
Итого в России	12 597	8 694	6 259
За рубежом			
Налог на добычу полезных ископаемых	92	69	53
Социальные налоги и отчисления	107	102	69
Налог на имущество	35	39	32
Прочие налоги и отчисления	87	74	61
Итого за рубежом	321	284	215
Итого	12 918	8 978	6 474

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Налоги (кроме налога на прибыль) выросли в 2011 г. на 3 940 млн долл. США, или на 43,9%, в основном в результате увеличения расходов по налогу на добычу полезных ископаемых в России, что объясняется ростом мировых цен на нефть.

В 2011 г. применение пониженной ставки налога на добычу полезных ископаемых на месторождениях с высокой степенью выработанности и нулевой ставки на месторождениях с высоковязкой нефтью привело к сни-

жению расходов по этому налогу на 1 161 млн долл. США (1 313 млн долл. США в 2010 г.). Нашим основным месторождением, по которому действовала нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых, было Южно-Хыльчюуское месторождение. Однако в начале декабря 2010 г. на этом месторождении был достигнут накопленный объём добычи в 15 млн т, и начиная с этого момента Группа платит налог на этом месторождении по полной ставке.

Рост социальных налогов и отчислений в России был связан с изменениями в налоговом законодательстве.

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.

АКЦИЗЫ И ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
В России			
Акциз на реализацию нефтепродуктов	1 710	951	763
Экспортные пошлины на нефть	11 714	10 513	6 251
Экспортные пошлины на нефтепродукты	5 028	3 574	2 306
Итого в России	18 452	15 038	9 320
За рубежом			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	3 445	3 700	3 524
Экспортные пошлины на нефть	319	136	107
Экспортные пошлины на нефтепродукты	1	4	107
Итого за рубежом	3 765	3 840	3 738
Итого	22 217	18 878	13 058

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. расходы по экспортным пошлинам выросли на 2 835 млн долл. США, или на 19,9%. Рост ставок пошлин на нефть и нефтепродукты был частично компенсирован снижением объёмов экспорта нефти на 14,5% и нефтепродуктов – на 6,9%.

Начиная с 2011 г. ставки акцизов в России были повышены и привязаны к экологическому классу топлива. Несмотря на то, что наши НПЗ производят преимущественно высококачественное экологичное топливо, ставки акцизов на которое ниже, чем на топливо более низкого качества, сложившиеся для Группы ставки акцизов удвоились по сравнению с 2010 г.

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 2011 и 2010 гг. применение льготы не оказало значительного влияния на результаты Группы.

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 увели-

чения мировых цен на нефть. Рост расходов по акцизам в России был обусловлен укреплением рубля, ростом акцизных ставок и объёмов продаж.

ПРОЧИЕ ВНЕОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ (РАСХОДЫ)

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Прочие внеоперационные доходы в 2011 г. включают эффект от пересчёта льготы по налогу на добычу полезных ископаемых некоторыми предприятиями Группы за прошлые отчётные периоды в сумме 433 млн долл. США.

Сравнение 2010 и 2009 гг.

В состав прочих внеоперационных доходов в 2010 г. вошли доход в размере 438 млн долл. США, связанный с урегулированием спора компании Группы с компанией группы «СНРС» в отношении компании «Тургай-Петролеум», и расход в размере 111 млн долл. США, связанный с начислением резервов компаниями Группы по штрафам Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации (далее – ФАС России).

ЧИСТЫЙ УБЫТОК ОТ ВЫБИТИЯ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ АКТИВОВ

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Чистый убыток от выбытия и снижения стоимости активов в 2011 г. в основном включает в себя убыток от обесценения основных средств нефтедобычи, а также иных активов НМНГ в сумме 1 261 млн долл. США. Подробнее см. раздел «Обесценение активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» на с 197.

Кроме этого в 2011 г. Компания признала обесценение основных средств, относящихся к сегменту переработки, торговли и сбыта за рубежом, в сумме 175 млн долл. США.

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 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 в основном изменениями в законодательстве.

НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Сравнение 2011 и 2010 гг.

По сравнению с 2010 г. расходы Компании по налогу на прибыль увеличились на 942 млн долл. США, или на 40,1%. При этом прибыль до уплаты налогов выросла на 1 649 млн долл. США, или на 14,4%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2011 г. составила 25,1% по сравнению с 20,5% в 2010 г., в то время как установленная максимальная ставка в Российской Федерации равна 20%.

Высокий уровень эффективной ставки в 2011 г. в основном объясняется обесценением активов НМНГ в сумме 1 261 млн долл. США, которое не уменьшило налогооблагаемую базу, подробнее см. раздел «Обесценение активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» на с 197.

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.

СВЕРКА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ И ПРИБЫЛИ ДО ВЫЧЕТА ПРОЦЕНТОВ, НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ, ИЗНОСА И АМОРТИЗАЦИИ (ЕБИТДА)

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	10 357	9 006	7 011
Увеличивается (уменьшается) на:			
налог на прибыль	3 293	2 351	1 994
износ и амортизацию	4 473	4 154	3 937
расходы по уплате процентов	694	712	667
доходы по процентам и дивидендам	(211)	(174)	(134)
ЕБИТДА	18 606	16 049	13 475
Убыток от обесценения активов НМНГ после влияния неконтролируемой доли в дочерних компаниях ⁽¹⁾	883	–	–
Скорректированный показатель ЕБИТДА	19 489	16 049	13 475

⁽¹⁾Подробнее см. раздел «Обесценение активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» на с 197.

Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) не является финансовым показателем, предусмотренным ОПБУ США. Однако мы используем его, так как считаем, что этот показатель представляет инвесторам полезную информацию, поскольку является индикатором эффективности деятельности Группы, включая способность финансировать капитальные затраты, приобретения компаний и другие инвестиции, а также способность привлекать и обслуживать кредиты и займы. Хотя в соответствии с ОПБУ США износ и амортизация относятся к операционным затратам, в первую очередь это расходы, которые

имеют неденежную форму и представляют собой текущую часть затрат, относящихся к долгосрочным активам, приобретенным или созданным в предыдущих периодах. Для некоторых инвесторов, аналитиков и рейтинговых агентств ЕБИТДА обычно служит основанием для оценки и прогноза эффективности и стоимости компаний нефтегазовой отрасли. Этот показатель не должен рассматриваться отдельно, в качестве альтернативы показателям чистой прибыли, прибыли от основной деятельности или любому другому показателю деятельности Группы, подготовленному в соответствии с ОПБУ США.

АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности	15 514	13 541	8 883
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(10 773)	(7 296)	(8 551)
Денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(4 263)	(6 146)	(285)

ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основным источником денежных средств Компании являются средства, полученные от основной деятельности. Их объём в 2011 г. составил 15 514 млн долл. США, что на 14,6% больше, чем в 2010 г., в основном, благодаря росту чистой выручки. При этом негативное влияние на денежный поток от основной деятельности оказало увеличение рабочего капитала на 1 529 млн долл. США по сравнению с 1 января 2011 г.

Основными причинами увеличения рабочего капитала стали:

- рост запасов на 1 420 млн долл. США;
- чистое увеличение прочих активов и обязательств по налогам на сумму 346 млн долл. США.

В то же время отрицательный эффект от перечисленных выше факторов был частично компенсирован в результате чистого снижения дебиторской задолженности по НДС на сумму 180 млн долл. США.

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Увеличение суммы денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, в основном объясняется ростом платежей по приобретениям.

В течение 2011 г. Группа осуществила авансовый платёж в сумме 1 760 млн долл. США в рамках потенциального приобретения определённых добывающих активов, заключительный платёж в сумме 500 млн долл. США в рамках приобретения ЛУКАРКО, платёж в сумме

342 млн долл. США за 11%-ю долю в ИСАБ, а также платёж в сумме 153 млн долл. США за 25,1%-ю долю в ООО «Башнефть-Полюс».

Капитальные затраты выросли в течение 2011 г. на 1 653 млн долл. США, или на 25,1%, по сравнению с 2010 г.

ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В течение 2011 г. отток денежных средств, связанный с изменением задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составил 2 004 млн долл. США по сравнению с притоком денежных средств в сумме 35 млн долл. США в 2010 г. В результате этого задолженность Группы по состоянию на 31 декабря 2011 г. составила 9 092 млн долл. США, что на 18,8% меньше, чем на 1 января 2011 г. По сравнению с началом года наш чистый долг сократился на 28,2% и составил 6 339 млн долл. США.

КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ КОМПАНИИ

Агентство Standard & Poor's подтвердило долгосрочный корпоративный кредитный рейтинг и рейтинг по обязательствам Компании на уровне «BBB-», прогноз – «стабильный».

Агентство Moody's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг Компании и долгосрочный рейтинг эмитента на уровне «Baa2», прогноз – «стабильный».

Рейтинговое агентство Fitch подтвердило Компании долгосрочный рейтинг дефолта эмитента на уровне «BBB-». Прогноз для Компании – «стабильный».

АНАЛИЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Капитальные затраты ⁽¹⁾			
Разведка и добыча			
Россия	5 084	3 911	3 855
За рубежом	1 545	997	770
Итого разведка и добыча	6 629	4 908	4 625
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	1 030	944	808
За рубежом	324	375	508
Итого переработка, торговля и сбыт	1 354	1 319	1 316
Нефтехимия			
Россия	55	27	13
За рубежом	34	49	100
Итого нефтехимия	89	76	113
Энергетика	196	420	283
Прочие	224	121	197
Итого капитальных затрат	8 492	6 844	6 534
Приобретение компаний ⁽²⁾			
Разведка и добыча			
Россия	252	–	–
За рубежом	2 260	922	300
Итого разведка и добыча	2 512	922	300
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	10	7	212
За рубежом	342	3	2 069 ⁽³⁾
Итого переработка, торговля и сбыт	352	10	2 281
Энергетика	–	–	10
Прочие	–	–	1
За минусом приобретённых денежных средств	(4)	–	(19)
Итого приобретений компаний	2 860	932	2 573

⁽¹⁾ Включая неденежные операции и авансовые платежи.

⁽²⁾ Включая предоплаты, связанные с приобретением компаний, и неденежные операции.

⁽³⁾ Включая неденежную составляющую оплаты приобретения ТРН в размере 100 млн долл. США.

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2011 г. составили 8 492 млн долл. США, что на 24,1% больше, чем в 2010 г. Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 1 721 млн долл. США, или на 35,1%.

В России увеличились расходы на бурение, на обустройство месторождений и строительство объектов газотранспортной инфраструктуры в Западной Сибири, а также на строительство объектов утилизации попут-

ного газа в Западной Сибири и Республике Коми. Кроме того, существенное влияние на капитальные затраты оказало укрепление рубля к доллару США.

За рубежом Группа значительно увеличила объёмы разведочного бурения в Западной Африке – в Гане, Кот-д’Ивуаре и Сьерра-Леоне. Кроме того, мы значительно увеличили инвестиции в проекты по добыче природного газа в Узбекистане.

В приведённой ниже таблице раскрыты объёмы капитальных затрат на разведку и добычу в новых перспективных регионах.

	2011	2010	2009
	(млн долл. США)		
Север Тимано-Печорского региона	278	285	385
Ямал	372	162	131
Каспий ⁽¹⁾	555	370	532
Гана	216	87	73
Кот-д’Ивуар	227	92	31
Ирак	203	172	–
Узбекистан	480	286	201
Итого	2 331	1 454	1 353

⁽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 определенные обязательства – работы по разведке залежей нефти и газа, бурению скважин, обустройству месторождений и т.п. Группа должна 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, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции в размере 406 млн долл. США в течение последующих 26 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 2012 г. оценивается Группой в сумме около 1 521 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. Объём таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2012 г. оценивается Группой в сумме около 225 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 её продление до конца 2014 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 594 млн долл. США.

Группа подписала несколько соглашений на 2012–2015 гг. на строительство платформ на шельфе Каспийского моря. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данным соглашениям оценивается Группой в сумме около 866 млн долл. США.

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

(млн долл. США)	Итого	2012	2013	2014	2015	2016	После
Балансовые обязательства							
Краткосрочная задолженность по займам и кредитам	148	148	–	–	–	–	–
Долгосрочные банковские займы и кредиты	1 120	455	267	130	118	76	74
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	1 532	40	32	39	21	19	1 381
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	897	–	–	897	–	–	–
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 412	–	–	–	1 412	–	–
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.	596	–	–	–	–	–	596
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
Рублёвые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	776	776	–	–	–	–	–
Рублёвые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	311	311	–	–	–	–	–
Рублёвые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	186	–	186	–	–	–	–
Обязательства по аренде	116	62	27	27	–	–	–
ИТОГО	9 092	1 792	512	1 093	1 551	95	4 049
Обязательства по операционной аренде	507	145	83	74	46	54	105
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	406	258	57	57	2	2	30
Обязательства по капитальным вложениям сегмента энергетики	594	436	112	46	–	–	–
Обязательства по контракту с ООО «Буровая компания «Евразия»	1 521	1 521	–	–	–	–	–
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	225	225	–	–	–	–	–
Обязательства в рамках обустройства месторождения им. В. Филановского	866	64	596	191	15	–	–

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. АДК требовала возмещения ущерба в размере 1,2 млрд долл. США и выплаты штрафных санкций в размере 3,6 млрд долл. США. 15 октября 2002 г. Окружной суд отклонил судебный иск из-за отсутствия персональной юрисдикции. Это решение было поддержано Апелляционным судом штата Колорадо 25 марта 2004 г. 21 ноября 2005 г. Верховный суд штата Колорадо подтвердил решения судов 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. Верховный суд штата Колорадо нашел, однако, что суд первой инстанции совершил процедурную ошибку, не рассмотрев в рамках слушания доказательств, прежде чем вынести решение в отношении существования общей юрисдикции и возвратил дело в Апелляционный суд штата Колорадо, чтобы рассмотреть, должен ли судебный процесс быть отклонен на альтернативных основаниях (т.е. на основании неудобного места рассмотрения дела (*forum non conveniens*)). Апелляционный суд штата Колорадо отказался отклонять эпизод о неудобном месте рассмотрения дела, и вернул его рассмотрение в Окружной суд. В июне 2009 г. три кредитора АДК подали Иск о Принудительном Банкротстве, введя АДК в состояние банкротства. В ноябре 2009 г. после добавления иска, АДК перенесло рассмотрение дела из Окружного суда города Денвер в Суд по Банкротствам США. 28 октября 2010 г. Суд по Банкротствам удовлетворил ходатайство Компании о возвращении дела в Окружной суд города Денвер. 20 октября 2011 г. Окружной суд города Денвер прекратил все дела по судебным разбирательствам с Компанией. АДК подало прошение об апелляции. Даты слушаний не назначены. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного воздействия на финансовое состояние Группы.

6 января 2012 г. АДК подало иск в Окружной Суд Округа Колорадо, США (федеральный суд) повторно выдвигая идентичные претензии, указанные в выше упомяну-

том иске и отклоненные Окружным Судом Денвера (суд штата), несмотря на решения суда штата по апелляции АДК. Время, в течение которого Компания обязана ответить, не истекло. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать позицию. 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 около 100 дел о нарушении антимонопольного законодательства. Организациям Группы инкриминированы нарушения, в основном касающиеся злоупотребления доминирующим положением, а также совершения согласованных действий на розничных рынках нефтепродуктов.

9 февраля 2011 г. Федеральной антимонопольной службой (далее – ФАС России) возбуждено дело в отношении трех крупнейших российских нефтяных компаний, в том числе Компании, по обвинению в злоупотреблении доминирующим положением на рынке сбыта нефтепродуктов. 9 августа 2011 г. ФАС России было вынесено решение, согласно которому Компания признана виновной в установлении монополично высоких цен на дизельное топливо в период с октября 2010 г. по декабрь 2010 г. При этом дело по установлению монополично высоких цен на авиакеросин было выделено в отдельное производство и его рассмотрение назначено на 20 марта 2012 г. Постановлением ФАС России от 28 декабря 2011 г. Компания и НПЗ Группы привлечены к ответственности в виде штрафов в размере 19 млн долл. США. Постановление не было оспорено и штрафы были оплачены 17 февраля 2012 г. По состоянию на 31 декабря 2011 г. на сумму штрафов в консолидированной финансовой отчетности Группы был создан резерв.

Группа вовлечена в споры с Республикой Казахстан по вопросу возмещения затрат. Доля Группы в общей сумме предъявленного иска составляет около 295 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 операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбиратель-

ства 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 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 признается на момент перехода к покупателю прав собственности, 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 денежной 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 (включая затраты на бурение сухих эксплуатационных скважин и затраты оператора при разработке месторождений по соглашениям о разделе продукции и по сервисным договорам (пропорционально доле Группы)), 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 разницей 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, свора-

чиванию производства и восстановлению окружающей среды по окончании процесса производства. Наиболее существенные из этих обязательств связаны со скважинами и нефтегазодобывающим оборудованием. Группа отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. Процесс оценки будущих затрат, связанных с ликвидацией, включает в себя существенные допущения, сделанные руководством. Большинство данных обязательств будет погашаться в будущем, и законодательство и договоры часто не имеют четкого описания необходимых критериев и методов ликвидации. Технологии, связанные с демонтажом и ликвидацией, находятся в состоянии развития, как и политическая, природоохранная и экономическая среда.

УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На дату составления консолидированной финансовой отчетности могут существовать 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 отчетности раскрывается характер условного обязательства вместе с оценкой величины возможных убытков. Информация об условных убытках, которые считаются маловероятными, обычно не раскрывается, если только они не касаются гарантий, характер которых необходимо раскрыть. Руководство Компании постоянно контролирует уже известные и потенциальные условные события и обязательства и делает соответствующие начисления в 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. 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 ОТЧЕТНОСТИ

В апреле 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление Стандартов Учета (далее – ОСУ) № 2011-02 «Определение кредитором, является ли реструктуризация реструктуризацией проблемной задолженности», которое дополняет раздел 310 Кодификации учетных стандартов (далее – Кодификация). Данное ОСУ предоставляет дополнительное руководство при рассмотрении ситуаций, когда реструктуризация приводит к реструктуризации проблемной задолженности и помогает кредиторам определить, в каком случае кредитор предоставляет уступку и испытывает ли дебитор финансовые затруднения. ОСУ № 2011-02 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, начавшихся после 15 июня 2011 г. Группа полностью применяет ОСУ № 2011-02 начиная с третьего квартала 2011 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 оценки по справедливой стоимости. Необходимо также развернуто раскрывать информацию в отношении приобретений, продаж, выпуска и погашения активов и обязательств, относящихся к Категории 3 оценки по справедливой стоимости. Данное ОСУ также уточняет существующий порядок раскрытия оценки справедливой стоимости в отношении уровня детализации, используемых исходных данных и методов определения стоимости. Группа полностью применяет ОСУ № 2010-06 начиная с промежуточной финансовой отчетности за первый квартал 2011 г. Применение ОСУ № 2010-06 не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-12 «Об отсрочке даты ввода в действие дополнений к способам отражения переклассификаций статей, относящихся к прочему

накопленному совокупному доходу в соответствии с ОСУ № 2011-05». Данное ОСУ дает отсрочку по применению положений об изменениях, касающихся способов отражения переклассификаций прочего накопленного совокупного дохода в соответствии с ОСУ № 2011-05 «Отражение совокупного дохода», до тех пор, пока Комитет по стандартам финансового учета не пересмотрит данные положения. Компании должны продолжать отражать переклассификации накопленного прочего совокупного дохода в соответствии с требованиями, действовавшими до введения в действие ОСУ № 2011-05. ОСУ 2011-12 вступает в действие одновременно с ОСУ № 2011-05 и должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-12 начиная с первого квартала 2012 года и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовые положения и денежные потоки Группы.

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-11 «Раскрытие операций по взаимозачету активов и обязательств». Данное ОСУ требует от обществ раскрывать информацию о взаимозачетах между активами и обязательствами, а так же подобные им операции, таким образом, чтобы пользователи финансовой отчетности имели информацию о влиянии таких операций на финансовое положение общества. Данное положение применяется к производным финансовым инструментам, договорам продажи с обратным выкупом, договорам по обратной купле-продаже, а так же к операциям по займам ценных бумаг. ОСУ № 2011-11 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 1 января 2013 г. В настоящее время Группа оценивает влияние ОСУ № 2011-11 и считает, что оно не окажет существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В сентябре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-08 «Тест деловой репутации на обесценение», которое позволяет компаниям использовать качественный подход при проведении теста на обесценение деловой репутации. Данное ОСУ разрешает компаниям сначала оценивать качественные факторы для определения того, сложилась

ли ситуация, при которой более вероятно, чем нет, что справедливая стоимость тестируемого объекта меньше, чем его балансовая стоимость, и существует ли необходимость проведения двухступенчатого теста на обесценение деловой репутации согласно требованиям раздела 350 Кодификации. ОСУ № 2011-08 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, в которых проводятся тесты на обесценение, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-08 начиная с первого квартала 2012 года и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовые положения и денежные потоки Группы.

В июне 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-05 «Отражение совокупного дохода», которое дополняет раздел 220 Кодификации. Данное ОСУ усиливает значение совокупного дохода в финансовой отчетности. Согласно данному ОСУ компании будут иметь возможность раскрывать компоненты чистой прибыли и совокупного дохода в одном или двух отчетах. Данное ОСУ исключает возможность представлять совокупный доход в составе отчета об изменениях в капитале по ОПБУ США. ОСУ № 2011-05 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся

после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-05 начиная с первого квартала 2012 года.

В мае 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-04 «Поправки для достижения общих принципов определения справедливой стоимости и требований к раскрытию в ОПБУ США и МСФО», которое дополняет раздел 820 Кодификации. Данное ОСУ предоставляет руководство для определения справедливой стоимости и требований к раскрытию информации, проясняет намерения Комитета в отношении применения текущих требований по определению справедливой стоимости. Новое ОСУ не расширяет сферу использования справедливой стоимости, а, скорее, предоставляет руководство по тому, как справедливая стоимость должна быть использована там, где ее применение уже требуется или разрешено к использованию согласно ОПБУ США. ОСУ № 2011-04 должно применяться в отношении будущих периодов для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применит требования ОСУ № 2011-04 начиная с первого квартала 2012 года и не ожидает, что это окажет существенное влияние на результаты деятельности, финансовые положения и денежные потоки Группы.

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

Некоторые из заявлений в настоящем документе не содержат реальных фактов, а носят прогнозный характер. Периодически мы можем делать письменные или устные заявления прогнозного характера в отчётах, 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
- 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

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 неопределённостью 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

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 берём 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, личный кабинет акционера, 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

ОТНОШЕНИЯ С АКЦИОНЕРАМИ

Телефон: +7 (495) 983-21-71, (800) 200-94-02

Факс: +7 (495) 627-41-91

Электронная почта: shareholder@lukoil.com

ОТНОШЕНИЯ С ИНВЕТОРАМИ

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»

Россия, 101 000, Москва,

Сретенский бульвар, дом 11

Телефон: + 7 (495) 981-79-18

Факс: + 7 (495) 627-41-91

ОАО «РЕГИСТРАТОР НИКОЙЛ»

121 108, 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 2011 год (29,39 руб./долл.).

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

Проценты изменения результатов операционной деятельности за 2011 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