

ВСЕГДА В ДВИЖЕНИИ



ОТЧЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2012

ФОКУС:

УЗБЕКИСТАН –
ФАКТОР РОСТА

ТРЕНДЫ:

ИННОВАЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ
ЗЕЛЕНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Обращение к акционерам	2	Товарный баланс дочерних обществ	58
ЛУКОЙЛ на карте мира	4		
Бизнес-модель	6		
Основные производственные и финансовые показатели	7		
События 2012 года	8		
1. РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА	10	5. ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ	60
Лицензирование	14	Технологии в сфере геологоразведки и добычи	62
Запасы нефти и газа	15	Технологии в сфере нефтепереработки	66
Геолого-разведочные работы	17	Информационные технологии	67
Перспективные регионы	20		
Разработка месторождений и добыча нефти	24	6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
Разработка месторождений и добыча газа	27	Охрана окружающей среды	69
Узбекистан – фактор роста	30	Промышленная безопасность и охрана труда	72
		Персонал и социальные программы	73
		Спонсорская и благотворительная деятельность	76
2. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ	32	7. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ	80
Нефтепереработка	35	Управление Компанией	81
Производство масел	38	Совет директоров и Правление	82
Газопереработка	40	Члены Совета директоров	84
Нефтехимия	42	Комитеты Совета директоров	90
		Правление	91
3. ЭНЕРГЕТИКА	44	Изменения в составе Группы	100
		Управление финансовой деятельностью	100
		Внутренний контроль и внутренний аудит	101
		Информационная открытость	103
4. ПОСТАВКА И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ	48	Ценные бумаги Компании	104
Реализация нефти	51	АДР	105
Реализация газа	52	Дивиденды	107
Газовый баланс	53		
Сбыт нефтепродуктов	54	Справочная информация	108

Обращение к акционерам

УВАЖАЕМЫЕ АКЦИОНЕРЫ!

В 2012 году ЛУКОЙЛ добился рекордных финансовых результатов по ряду показателей, подтверждая высокую эффективность работы и стабильное финансовое положение. Чистая прибыль группы «ЛУКОЙЛ» превысила 11 млрд долл., чистая прибыль на акцию выросла на 8,8% и составила 14,47 долл. Чистая прибыль на баррель добычи углеводородов достигла 13,9 долл., что является лучшим показателем в российской нефтегазовой отрасли. Чистый долг Компании в 2012 году сократился на 41,5%. Рекордные финансовые показатели и успехи в реализации принятой стратегии нашли свое отражение в динамике роста курса акций Компании, который по итогам года составил 17,5%.

90 руб./акция
рекомендуемые
дивиденды

ЛУКОЙЛ впервые выплатил промежуточные дивиденды в размере 40 руб./акция

Мы создаем долгосрочную акционерную стоимость Компании, что подразумевает как инвестирование в основной бизнес, так и возврат оставшегося капитала акционерам. Концентрируя внимание на росте доходов акционеров, мы не только увеличили дивиденды на акцию на 20,0%, но и впервые в истории Компании выплатили промежуточные дивиденды по результатам соответствующего отчетного периода 2012 года в размере 40 руб. на акцию. Рекомендуемые Советом директоров к выплате дивиденды по итогам 2012 года составили 50 рублей на акцию. Таким образом, суммарный размер дивиденда за 2012 год может составить 90 рублей на одну обыкновенную акцию, а дивидендная доходность – 4,9%.

0,5 %
рост добычи
углеводородов

В бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» 2012 год стал для Компании знаковым:

Впервые за многие годы мы получили доступ к ресурсам федерального значения в Западной Сибири,

включая Импурское+Западно-Импурское и Источное месторождения с извлекаемыми запасами нефти 193,7 млн т (1,4 млрд барр.) категорий С1 и С2 по российской классификации.

В условиях все большего вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов Компания концентрируется на максимизации стоимости проектов и эффективности капитальных затрат для создания базы устойчивого роста добычи. Успешное применение новейших технологий и увеличение бурения в традиционных регионах позволили нам добиться роста добычи углеводородов на 0,5% и стабилизировать добычу нефти.

Основной прирост добычи углеводородов Компанией в ближайшее десятилетие ожидается по перспективным проектам Группы в Ираке, Центральной Азии, на Каспии, в Ямало-Ненецком автономном округе. Мы уже начали эксплуатационное бурение и строительство установки подготовки нефти на гигантском месторождении Западная Курна-2.

В 2012 году инвестирование в высокотехнологичные методы разработки, такие как бурение горизонтальных скважин и гидроразрыв пласта (ГРП), позволило Компании ввести дополнительные запасы в разработку на Северном Каспии и в Республике Коми. Компенсация добычи приростом доказанных запасов в 2012 году превысила 100%. Увеличение доказанных запасов за счет геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 703 млн барр. н.э.

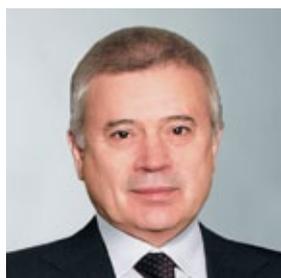
Мы продолжили активное развитие бизнес-сегмента «Переработка и сбыт», концентрируя свои усилия на росте операционной эффективности и увеличении глубины нефтепереработки. Этому способствует и совершенствование российского законодательства, стимулирующее производство премиальных высокоэкологических видов топлива. Текущая модернизация Пермского и Ухтинского НПЗ и строительство каталитического крекинга на Нижегородском НПЗ позволят существенно нарастить финансовые результаты Группы в сегменте. В 2012 году все российские НПЗ Группы перешли на производство автомобильных бензинов, соответствующих классу Евро-5. В течение десятилетия Компания планирует сократить объемы производства темных нефтепродуктов на российских НПЗ. Объем переработки нефтяного сырья на заводах Группы в 2012 год вырос на 5,1% и составил 1 128 тыс. барр./сут.



**Грайфер
Валерий Исаакович**



Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»



**Алекперов
Вагит Юсуфович**



Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

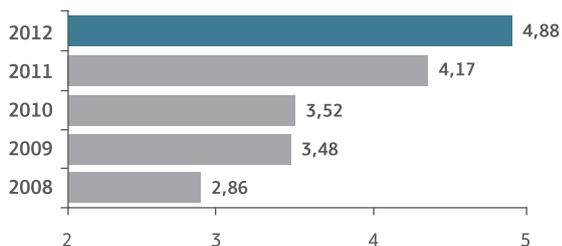
Группа приступила к реализации проектов альтернативной энергетики: в 2012 году мы приобрели ветровую электростанцию (ВЭС) в Болгарии мощностью 40 МВт, что составляет 10% от рынка ветроэнергетики Болгарии.

Осознавая свою ответственность за устойчивое развитие в регионах деятельности, мы уделяем особое внимание заботе об окружающей среде, персонале, потребителях и инвесторах, взаимодействию с государством. Являясь глобальным участником мировых нефтегазовых рынков, наша Компания постоянно совершенствуется в соответствии с лучшими мировыми стандартами. Так, в 2012 году ЛУКОЙЛ

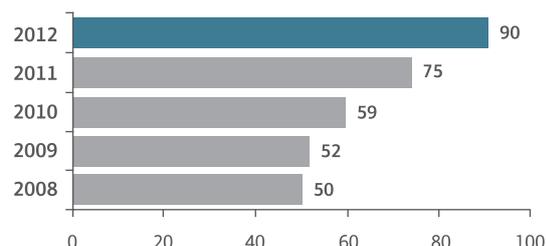
провел оптимизацию организационных структур, исключив неэффективные звенья и дублирование функций управления. Компания вновь улучшила показатели производительности труда: чистая прибыль на одного работника в отчетном году выросла на 14,1% и составила 98 тыс. долл.

Отчетный год доказал способность нашей Компании к выполнению стратегических планов. Мы уже создали надежную базу для их реализации, что в результате обеспечит дополнительную стоимость для всех акционеров Компании.

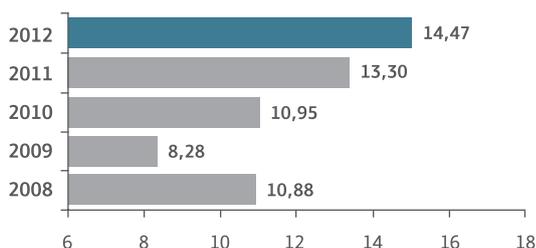
Дивидендная доходность, %



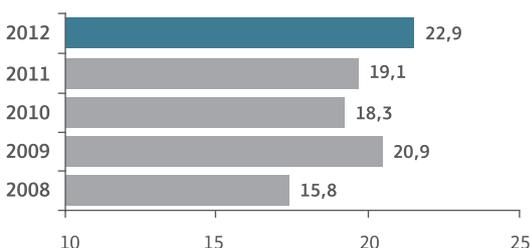
Дивиденд на акцию, руб.



Базовая прибыль на акцию, долл.



Доля дивидендов в чистой прибыли, %

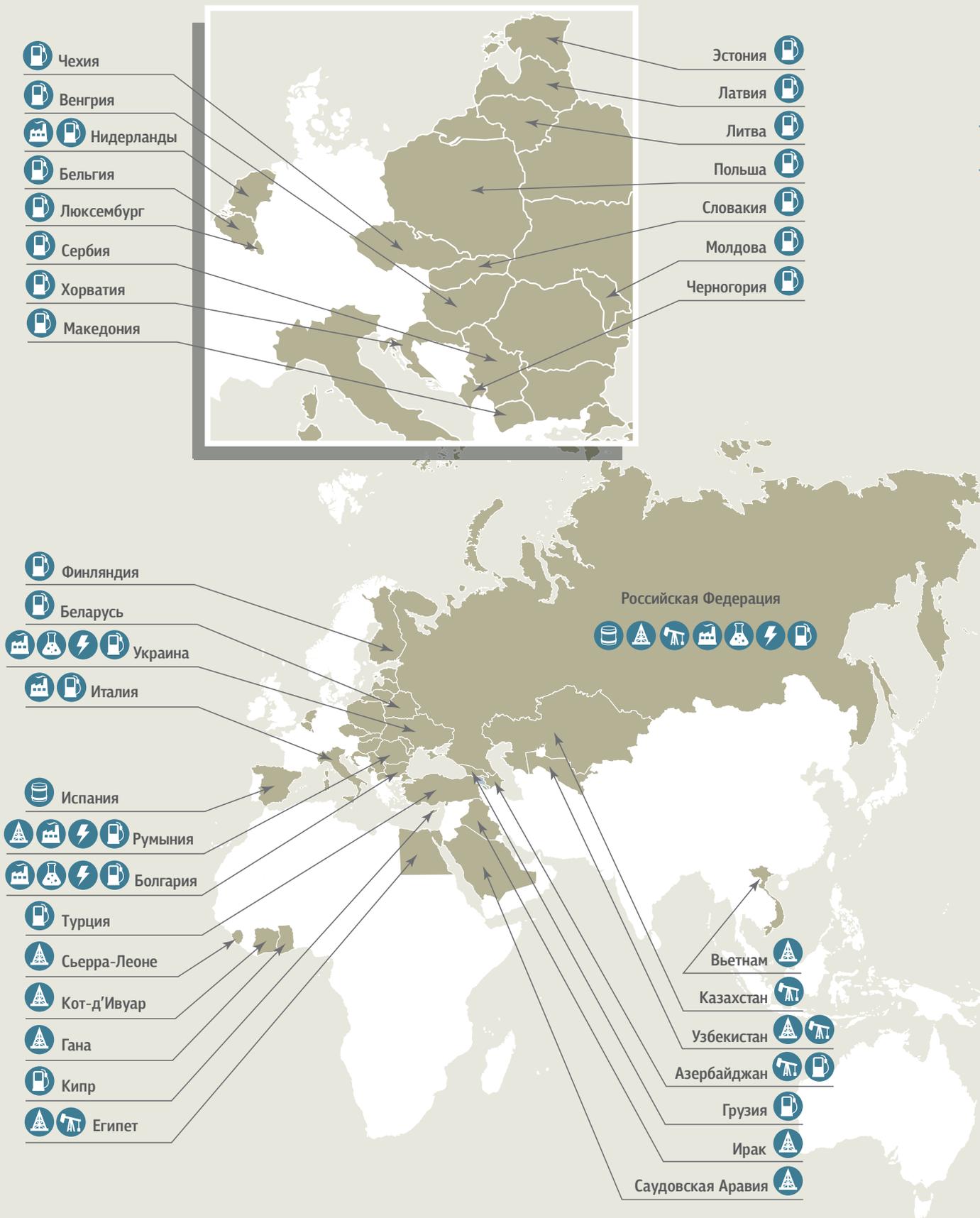


ЛУКОЙЛ на карте мира

ОАО «ЛУКОЙЛ» – одна из крупнейших международных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний

<< Обращение к акционерам // ЛУКОЙЛ на карте мира >>





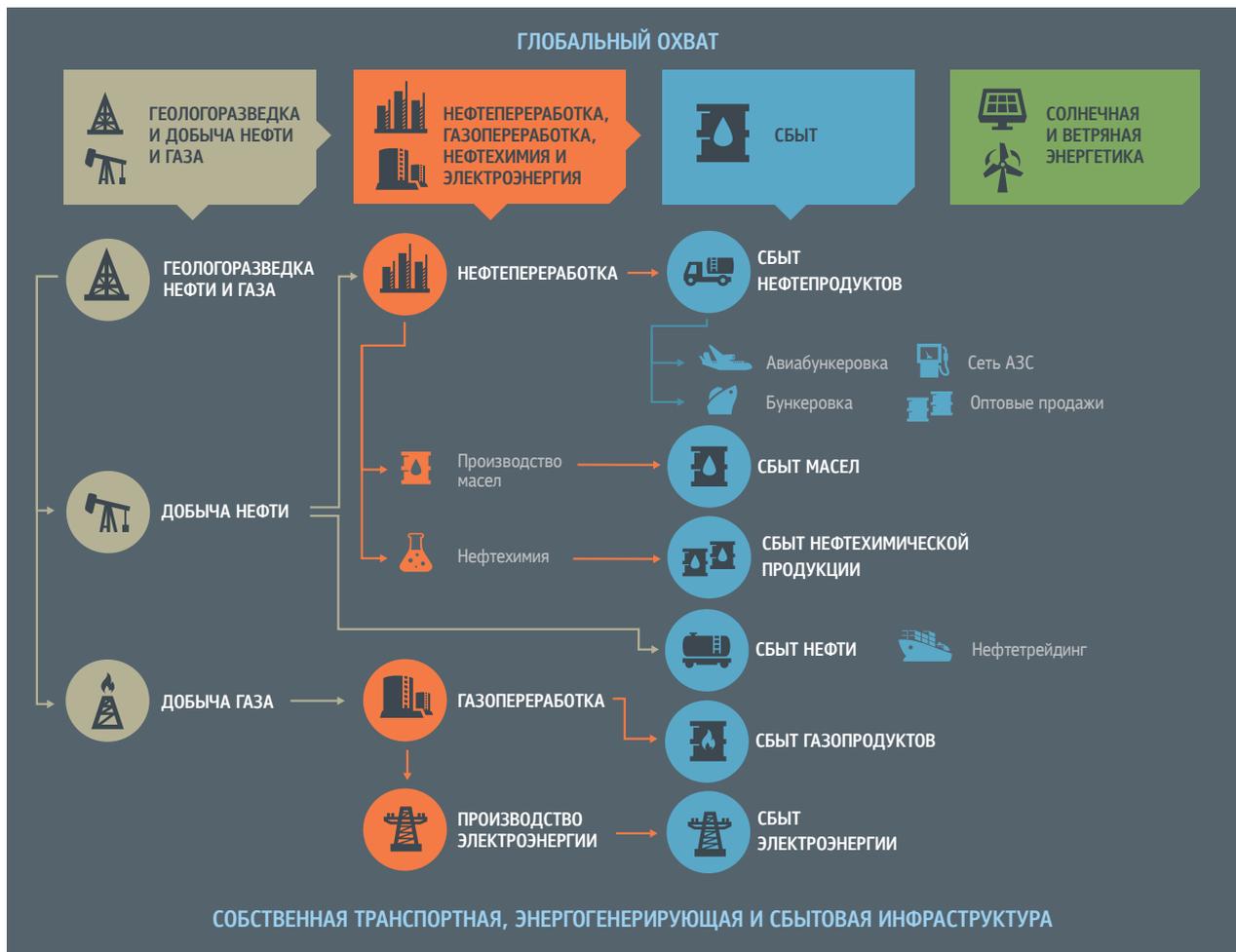
Бизнес-модель

Мы контролируем всю производственную цепочку – от добычи углеводородов до продажи их конечным потребителям. Это позволяет нам эффективно управлять всеми этапами операционного процесса.

Производственные активы Группы в России и за рубежом включают – 490 аудированных месторождений, 8 НПЗ,

2 мини-НПЗ, 1 НПК (переработка в 2012 году – 66,06 млн т), 4 ГПЗ (переработка газа в 2012 году – 3,3 млрд м³), 3 НХК (объем производства продукции в 2012 году – 0,9 млн т), 8 генерирующих предприятий (выработка электрической энергии в 2012 году составила 15,4 млрд кВт/ч), 4 терминала перевалки (экспорт через которые в 2012 году составил 4,2 млн т нефти), около 5,9 тыс. АЗС.

Вертикальная интеграция способствует росту эффективности Компании и снижает риски для конечных потребителей.



Основные производственные и финансовые показатели

Основные финансовые и рыночные показатели	2012	2011	Изменение, %
Выручка от реализации, млн долл.	139 171	133 650	4,1
ЕБИТДА, млн долл.	18 915	18 606	1,7
Чистая прибыль, млн долл.	11 004	10 357	6,2
Базовая прибыль на акцию, долл.	14,47	13,30	8,8
ROACE, %	14,4	14,0	2,9
Капитальные затраты, млн долл.	11 850	8 492	39,5
Инвестиции (приобретение дочерних компаний) ¹ , млн долл.	1 521	1 134	34,1
Цена акции на конец года на ММВБ, руб.	2 000,2	1 701,0	17,6
Дивиденд на акцию, руб.	90	75	20,0
Основные производственные показатели			
Запасы нефти ЗР, млн барр.	22 994	23 602	-2,6
Запасы газа ЗР, млрд фут ³	37 777	36 125	4,6
Запасы углеводородов ЗР, млн барр. н. э.	29 291	29 623	-1,1
Добыча нефти и жидких углеводородов, млн барр.	677	684	-1,0
Добыча товарного газа, млн м ³	19 934	18 038	10,5
Добыча товарных углеводородов ² , млн барр. н. э.	794,3	790,7	0,5
Переработка нефти и нефтепродуктов на собственных НПЗ, НПК ISAB и НПЗ Zeeland, млн т	66,1	64,9	1,8
Переработка газа, млн м ³	3 348	3 199	4,7
Выпуск нефтехимической продукции, тыс. т	894	1 465	-39,0
Экспорт нефти, млн т	34,73	34,70	0,1
Экспорт нефтепродуктов, млн т	22,5	24,0	-6,2
Реализация нефти, млн т	39,20	48,26	-18,8
Оптовая реализация нефтепродуктов, млн т	97,56	87,34	11,7
Розничная реализация нефтепродуктов и газопродуктов, млн т	15,94	15,76	1,1
Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые), шт.	5 928	5 994	-1,1
Среднесписочная численность работников, тыс. чел.	112,0	120,3	-6,9

¹ Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний.

² С учетом жидких углеводородов, выработанных на газоперерабатывающих заводах Группы.

События 2012 года

<< Основные производственные и финансовые показатели // События 2012 года >>

2 100

1 950

1 800

1 650

1 500

1 квартал

ЯНВАРЬ

Начало строительства Комплекса гидрокрекинга гудрона на нефтеперерабатывающем заводе в Бургасе (Болгария)

Реализация проекта позволит увеличить производство дизельного топлива качества Евро-5 на 1,2 млн т/год и прекратить выпуск высокосернистого мазута. Ключевым в составе Комплекса переработки тяжелых остатков является процесс гидрокрекинга гудронов мощностью 2,5 млн т/год. Планируется, что Комплекс будет введен в эксплуатацию в январе 2015 года.

ФЕВРАЛЬ

Наращивание мощности «зеленой» энергетики

Компания «LUKERG Renew» приобрела долю в ветровой электростанции в Болгарии. Установленная мощность ветровой электростанции - 40 МВт, что составляет 10% от рынка ветроэнергетики Болгарии.

Реализация первого проекта в рамках Киотского протокола

ОАО «РИТЭК» продало на европейском рынке 365 тыс. т углеродных единиц¹ в соответствии с положениями Киотского протокола. Этот объем сокращения выбросов был получен в результате реализации трех проектов по утилизации попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском, Восточно-Перевальном и Сергинском нефтяных месторождениях в Тюменской области.

Компания намерена направить средства, вырученные от продажи углеродных единиц, на реализацию новых проектов, направленных на утилизацию попутного газа и сокращение выбросов.

МАРТ

Подписание контрактов на обустройство месторождения Западная Курна-2 в Ираке

В течение 29 месяцев будет осуществлено обустройство 5 кустовых площадок с 67 добывающими скважинами, 5 линий сбора нефти (Samsung Engineering – Южная Корея). В течение 27 месяцев будет построена газотурбинная электростанция (ENKA Insaat – Турция). В течение 22 месяцев будут расширены существующие мощности резервуарного парка экспортного нефтяного терминала Туба (Entrepose Projets/Rosco – Франция, Иордания).

¹ углеродная единица = 1 тонна сокращений выбросов парниковых газов в CO₂-эквиваленте.

2 квартал

АПРЕЛЬ

Строительство подводных трубопроводов на Каспии

До 2015 года планируется прокладка двух ниток трубопроводов по дну моря. Диаметр нефтепровода составит 559 мм, протяженность до берега – 114 км. Диаметр газопровода составит 711 мм, протяженность – 114 км.

Начало активной фазы разработки месторождения Западная Курна-2

ЛУКОЙЛ начал эксплуатационное бурение и строительство ключевого производственного объекта – установки подготовки нефти. Проект эксплуатационного бурения предусматривает строительство 23 наклонно-направленных скважин. Бурение будет вестись одновременно на 5 кустовых площадках новейшими дизель-электрическими установками грузоподъемностью 450 т.

Открытие терминала в Барселоне

С помощью нового терминала ЛУКОЙЛ сможет осуществлять на территории Испании реэкспорт и дистрибуцию дизельного и реактивного топлива, а также биотоплива. Новый резервуарный парк превращает терминал в крупный средиземноморский хаб по перевалке нефтепродуктов общей мощностью в 1 млн м³. Терминал подключен к системе трубопроводов Hydrocarbonates Logistics Company, имеет 8 наливных эстакад для отгрузки нефтепродуктов мощностью 400 автоцистерн/сут.

ИЮНЬ

ЛУКОЙЛ и ENEL договорились о сотрудничестве

Компании будут рассматривать возможности реализации совместных проектов в сфере разведки и добычи газа на территории России и за рубежом, в частности на морских месторождениях Каспийского моря и Северной Африки. Будут рассмотрены перспективы реализации сжиженного и трубопроводного газа на европейском и российском рынках.

Состоялось годовое Общее собрание акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Акционеры утвердили Годовой отчет Компании за 2011 год, бухгалтерскую отчетность и выплату дивидендов по итогам работы Компании в 2011 год в размере 75 руб. на одну обыкновенную акцию, что на 27,1% выше размера дивидендов за 2010 год (59 руб.).

Январь

Февраль

Март

Апрель

Май

Июнь

3 квартал**ИЮЛЬ****ЛУКОЙЛ выиграл тендер на поставку смазочных материалов**

С июня 2012 года по июнь 2013 года ЛУКОЙЛ поставит Магнитогорскому металлургическому комбинату 1,2 тыс. т гидравлических масел для гидросистем промышленного и транспортного назначения, а также промышленных гидравлических масел, турбинных масел для паровых и газовых турбин, промышленных циркуляционных масел для прокатных станков и масел для тяжело нагруженных промышленных передач.

ЛУКОЙЛ успешно реализует программу импортозамещения, когда отечественный промышленный потребитель использует российскую продукцию, соответствующую зарубежным аналогам.

АВГУСТ**Начало производства моторных масел нового поколения**

ЛУКОЙЛ приступил к производству линейки моторных масел «LUKOIL GENESIS» на производственной площадке НПЗ в Плоешти (Румыния). Эти масла полностью соответствуют экологическим требованиям, предъявляемым к смазочным материалам для двигателей Евро-5 и -6 и позволяют экономить около 1 литра горючего на топливный бак по сравнению с предыдущим поколением масел.

В настоящее время продажи масел LUKOIL GENESIS осуществляются в странах ЕС. В России данная продукция будет использоваться в качестве первой заливки в зарубежные автомобили, производимые на территории Российской Федерации.

СЕНТЯБРЬ**Подписание контракта на первую заливку масла в автомобили GM и OPEL в Калининграде**

Компания ЛЛК-Интернешнл (100% дочернее предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ») подписала соглашение с калининградским автопроизводителем «Автотор» о первой заливке масла ЛУКОЙЛ GENESIS FE 5W-30 в двигатели автомобилей GM, GM Dat и Opel.

Начало добычи на блоке Хунин-6 в Венесуэле

Геологические запасы блока Хунин-6 составляют около 53 млрд барр. нефти. На этапе «ранней добычи» объем производства будет достигать 50 тыс. барр./сут, на пике – до 450 тыс. барр./сут. Срок контракта – 25 лет с возможностью продления еще на 15 лет.

4 квартал**ОКТАБРЬ****ЛУКОЙЛ завершил строительство межпромыслового нефтепровода «Харьяга – Южное Хыльчуо»**

Общая протяженность трубопровода – 158 км. Годовая производительность – 4 млн т. Ввод в эксплуатацию нефтепровода позволит сократить сроки окупаемости затрат на строительство Варандейского терминала благодаря существенному повышению его загрузки.

НОЯБРЬ**ЛУКОЙЛ вошел в проект на морском блоке Сьерра-Леоне в Гвинейском заливе**

ЛУКОЙЛ приобрел 25% у канадской компании Talisman Energy в проекте геологоразведки, разработки и добычи в акватории Республики Сьерра-Леоне в Гвинейском заливе. Участники проекта: Talisman Energy – 30% (оператор), Petronas – 25%, Prontinal Ltd – 20%. В результате геолого-разведочных исследований на блоке выявлено несколько потенциально продуктивных объектов.

Волгоградский НПЗ полностью перешел на выпуск дизельного топлива по стандарту Евро-5

Это стало возможно благодаря вводу в эксплуатацию новой установки гидроочистки дизельного топлива проектной мощностью 3 млн т/год. Помимо производства дизельного топлива, установка может проводить гидроочистку бензинов коксования до 200 тыс. т/год, что будет способствовать увеличению объемов выпуска высокооктановых бензинов.

ДЕКАБРЬ**ЛУКОЙЛ стал победителем аукциона на право пользования участком недр в Западной Сибири, включающим месторождения Имилорское+Западно-Имилорское и Источное**

Геологические и извлекаемые запасы нефти в пределах участка по состоянию на 1 января 2012 года составили соответственно 855,5 и 193,7 млн т по сумме категорий С1 и С2. Компания предложила разовый платеж за пользование недрами в размере 1,67 млрд долл., или 1,2 долл./барр. разведанных и оцененных запасов. На территории участка открыты 2 нефтяных месторождения – Имилорское+Западно-Имилорское и Источное.

Внеочередное Общее собрание акционеров Компании утвердило выплату промежуточных дивидендов

Акционеры, в частности, приняли решение о выплате промежуточных дивидендов в размере 40 руб. на одну обыкновенную акцию.

+17,5%

Июль

Август

Сентябрь

Октябрь

Ноябрь

Декабрь

ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

14

ЗАПАСЫ НЕФТИ
И ГАЗА

15

ГЕОЛОГО-
РАЗВЕДОЧНЫЕ
РАБОТЫ

17

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ
РЕГИОНЫ

20

РАЗРАБОТКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ И
ДОБЫЧА НЕФТИ

24

РАЗРАБОТКА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ И
ДОБЫЧА ГАЗА

27

УЗБЕКИСТАН –
ФАКТОР РОСТА

30

1

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА





Стратегия 2012 – 2021 предполагает:

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

Показатели бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча»

Наименование показателя, млн долл.	2012	2011	Прирост, %
Выручка	47 089	44 858	5,0
ЕБИТДА	13 858	12 126	14,3
Чистая прибыль	8 326	6 665	24,9
Капитальные затраты	8 902	6 629	34,3

Основой создания акционерной стоимости Компании является бизнес-сегмент «Геологоразведка и добыча», на который приходится более

75 %
чистой прибыли



Мы уделяем огромное внимание укреплению нашей ресурсной базы и ее максимально эффективному использованию. Именно поэтому ЛУКОЙЛ является наиболее эффективной Компанией среди российских вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК) по полученной чистой прибыли на баррель добытых углеводородов.

Важнейшим событием 2012 года в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» стала стабилизация добычи нефти в Западной Сибири. За последние годы мы инвестировали

в регион значительные средства на увеличение разведочного и эксплуатационного бурения. Это позволило остановить падение добычи нефти.

Инвестирование в высокотехнологичные методы разработки, такие как бурение горизонтальных скважин и ГРП позволило Компании ввести дополнительные запасы в разработку на Северном Каспии и в Республике Коми.

Значительным достижением отчетного года стало также получение доступа к ресурсам федерального значения в Западной Сибири (Имилорское+Западно-Имилорское и Источное месторождения).

Что касается зарубежных проектов Компании, то наиболее важные события 2012 года связаны с разработкой месторождения Западная Курна-2 в Ираке: было начато эксплуатационное бурение и строительство установки подготовки нефти.

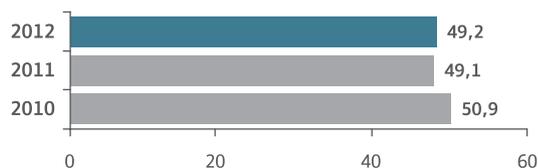
ЦЕНОВАЯ КОНЪЮНКТУРА

В 2012 году динамика изменения цен на нефть характеризовалась высокой волатильностью. Основными факторами такого изменения в 2012 году стали политическая нестабильность на Ближнем Востоке (Сирия, Иран), долговые проблемы США и Еврозоны, рост добычи нефти в США, Канаде и Ираке, а также истощение запасов нефтяных месторождений Северного моря.

В целом, за 2012 год по сравнению с 2011 годом средняя цена нефти марки Brent выросла на 0,4%, до 111,7 долл./барр., средняя цена нефти сорта Юралс – на 1,3%, до 110,5 долл./барр.

На газовом рынке в начале 2012 года преобладали высокие колебания цен вследствие погодных аномалий в Европе. Однако по итогам года цены на газ на различных торговых площадках Европы показали значительный рост – на 19–25%, в США – на 15%.

Добыча нефти в Западной Сибири в 2012 году, млн т



НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА В ОБЛАСТИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

С учётом масштабов деятельности Компании в России наше положение в качестве налогоплательщика во многом определяется налогами, уплачиваемыми в России. Основными налогами и пошлинами для Компании являются: налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), на который пришлось 90,4% от общих налогов, кроме налога на прибыль; акцизы и экспортные пошлины, ставки которых привязаны к мировой цене на нефть и изменяются вслед за ней.

В 2012 году выплаты Компании по основным налогам и пошлинам, кроме налога на прибыль, выросли на 1 379 млн долл. (+4,1%), в основном за счёт роста расходов по НДПИ, вызванного увеличением ставки.

Ставка НДПИ для нефти в 2012 году в долларовом выражении выросла на 7,4%. Однако за счет применения льгот нам удалось снизить расходы по этому налогу на 1 490 млн долл., из которых 8,7% относятся к льготе по добыче нефти на месторождении им. Ю. Корчагина на шельфе Каспийского моря. Среди этих льгот:

- Пониженная ставка НДПИ на месторождениях с высокой степенью выработанности;
- Нулевая ставка для новых месторождений;
- Нулевая ставка по высоковязкой нефти.

Выплаты Компании по экспортным пошлинам на нефть в 2012 году сократились на 444 млн долл. в результате снижения среднегодовой ставки по экспортным пошлинам на нефть на 1,2% и применения следующих льгот:

- Сниженные экспортные пошлины для новых месторождений;
- Пониженная ставка экспортной пошлины на сверхвязкую нефть (система «10-10-10»). Льготная ставка экспортной пошлины сроком на 10 лет для нефти с вязкостью в пластовых условиях не менее 10 тыс. сантипуаз (10% от стандартной пошлины);
- Льготные экспортные пошлины на нефть (около 50% от стандартной пошлины) для Каспия, Ненецкого автономного округа (НАО), севера Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), Восточной Сибири, шельфа. Экономия при экспорте нефти с месторождения им. Ю. Корчагина в 2012 году составила 150 млн долл.

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

 [Основные факты, стр. 110](#)
 [Справочник аналитика, стр. 69](#)

Структура выручки российского экспортера нефти, долл./барр.



Лицензирование

ЛУКОЙЛ стал первой частной Компанией в России, получившей доступ к участкам недр федерального значения в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах».

426 лицензий
на балансе
Группы

11 лицензий
получены
в 2012 году

В 2012 году ЛУКОЙЛ продолжил работу, связанную с получением новых лицензий на право пользования недрами и оптимизацией лицензионного фонда для повышения качества минерально-сырьевой базы.

Главным событием в отчетном году в области лицензирования стала победа Компании в аукционе на право пользования участком недр федерального значения в Западной Сибири, включающего месторождения Имилорское+Западно-Имилорское и Источное. Лицензия на пользование недрами будет выдана сроком на 20 лет. В соответствии с условиями аукциона 30% добываемой нефти планируется перерабатывать на Пермском НПЗ.

 Глава «Перспективные регионы», стр. 20

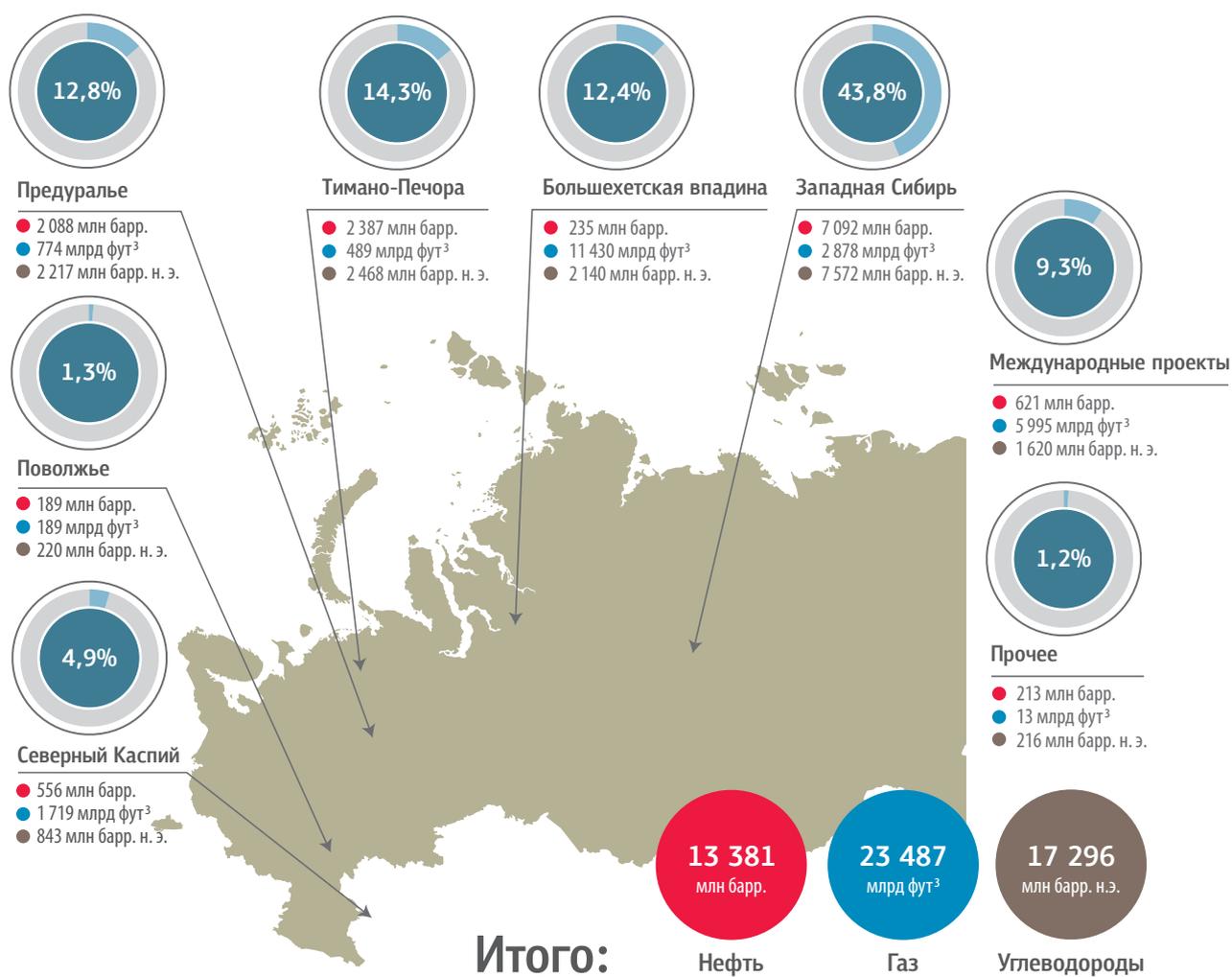
Всего на балансе организаций группы «ЛУКОЙЛ» на 1 января 2013 года находилось 426 лицензий, в том числе 338 с правом разведки и добычи углеводородного сырья, 22 на геологическое изучение, включающее поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, и 66 – на геологическое изучение недр, разведку и добычу углеводородного сырья.

В 2012 году было получено 11 новых лицензий на право пользования недрами, из них 5 – по результатам аукционов и конкурсов, 3 – на геологическое изучение недр по заявке недропользователя и 3 – в связи с приобретением долей участия в сторонних предприятиях.



Запасы нефти и газа

Распределение доказанных запасов нефти и газа по регионам деятельности группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2012)



Запасы нефти и газа группы «ЛУКОЙЛ»

На 1 января 2013 года	Нефть	Газ	Нефть + газ ¹
	млн барр.	млрд фут³	млн барр. н.э.
Доказанные запасы	13 381	23 487	17 296
в том числе:			
Разрабатываемые	8 537	8 727	9 992
Неразрабатываемые	4 844	14 760	7 304
Вероятные запасы	5 933	10 738	7 723
Возможные запасы	3 680	3 552	4 272

¹ Для пересчета кубических футов в баррели использован единый коэффициент – 1 барр. равняется 6 000 фут³.

Значительный ресурсный потенциал ОАО «ЛУКОЙЛ» – залог стабильного развития в будущем

29,3 млрд барр. н. э.
запасы углеводородов ЗР

10,3 млрд барр. н. э.
условные ресурсы ЗС

Обладая внушительным ресурсным потенциалом, Компания прикладывает максимум усилий для его реализации и перевода в доказанные запасы для их дальнейшей разработки. Результат – компенсация добычи приростом доказанных запасов в 2012 году превысила 100%. Так,

- За счёт геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений рост доказанных запасов в 2012 году составил 703 млн барр. н. э. Основную часть прироста обеспечила доразведка месторождений на Северном Каспии и в Республике Коми;
- В результате пересмотра предыдущих оценок произошло увеличение запасов на 142 млн барр. н. э. Это стало возможным за счет совершенствования технологий разработки действующих месторождений, прогресса в подготовке к вводу в разработку ряда новых месторождений, за счет увеличения объёмов утилизации газа.

Органический прирост запасов компенсировал 82% добычи углеводородов. Большая часть органического прироста доказанных запасов углеводородов была получена на территории России в объеме 613 млн барр. н. э. (92% от суммарного прироста).

Мы проводим активные геолого-разведочные работы, применяя новейшие технологии, и выполняем программы по увеличению объемов утилизации газа для ускорения процесса перевода условных ресурсов в запасы по мере приближения сроков их ввода в разработку.

На Западную Сибирь, Тимано-Печору и Предуралье приходится большая часть запасов Группы. Основная часть доказанных запасов газа расположена в Большехетской впадине (Западная Сибирь), Узбекистане и Каспийском регионе. К категории «разрабатываемые» относятся 58% всех доказанных запасов Компании (в том числе 64% запасов нефти и 37% запасов газа). Такая структура запасов отражает высокий потенциал наращивания добычи Компанией в среднесрочной перспективе, и в особенности – добычи газа.

Большая часть доказанных запасов Группы относится к традиционным. Лишь около 4,4% доказанных запасов (3,8% запасов ЗР) углеводородов Группы приходится на высоковязкую нефть и 5,3% доказанных запасов (7,0% запасов ЗР) – на шельфовые месторождения. Подобная структура позволяет Компании эффективно контролировать затраты на разработку запасов и быстро вводить в эксплуатацию новые месторождения.

Основные факты, стр. 19
Справочник аналитика, стр. 7

По объемам доказанных запасов углеводородов группа «ЛУКОЙЛ» является одним из лидеров среди российских и международных компаний. Обеспеченность текущей добычи углеводородов группой «ЛУКОЙЛ» доказанными запасами превышает 21 год. По нефти данный показатель равен 20 годам, по газу – 28.

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



Геолого-разведочные работы

Основные регионы геолого-разведочных работ Группы



Мы осуществляем геолого-разведочные работы в

11

странах
мира

ЛУКОЙЛ инвестирует как в российские, так и в зарубежные перспективные регионы, подготавливая сырьевую базу для организации добычи и обеспечения ее ускоренного роста. При проведении геолого-разведочных работ особое внимание Компания уделяет применению современных технологий, что позволяет значительно повысить эффективность геологоразведки. Успешность поисково-разведочного бурения по Группе составляет около 70%.

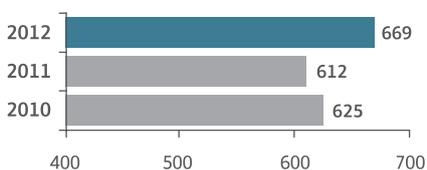
В 2012 году для выявления и детализации структур, а также для подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах Компания значительно нарастила (на 51,3% по сравнению с 2011 годом) объемы сейсморазведочных работ 3D, которые составили 6 523 км². Объем сейсморазведочных работ 2D составил 3 248 км.

Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 15 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2012 году выросла на 26,5% и составила 201 тыс. м. В 2012 году закончены строительством 52 поисково-разведочные скважины, из них продуктивных – 36.

В 2012 году открыто 5 месторождений – 2 нефтяных в Пермском крае (Проворовское и им. Сухарева), одно нефтяное в Татарстане (Западно-Бимское), одно нефтяное в Волгоградской области (Доброе) и одно газоконденсатное в Узбекистане (Шурдарье). Кроме того, открыто 17 новых залежей на ранее открытых месторождениях.

За счёт геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений рост доказанных запасов в 2012 году составил 703 млн барр. н. э.

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



Основную часть прироста обеспечила доразведка месторождений на Северном Каспии и в Республике Коми. Органический прирост запасов компенсировал 82% добычи углеводородов. Большая часть органического прироста доказанных запасов углеводородов была получена на территории России в объеме 613 млн барр. н. э. (92% от суммарного прироста).

НАИБОЛЕЕ КРУПНЫЕ ПОИСКОВЫЕ ПРОЕКТЫ В 2012 ГОДУ

Поисково-разведочные работы в акватории Каспийского моря

Северный Каспий в среднесрочной перспективе станет для Компании одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа. Компания уделяет особое внимание развитию ресурсного потенциала этого региона. За счет доразведки в регионе увеличение доказанных запасов углеводородов Компании в 2012 году по международным стандартам составило 109 млн барр. (+14,9% к 2011 году).

В акватории Каспия закончены строительством 3 скважины, все продуктивные. Успешность поисково-разведочного бурения составила 100%.

На Западно-Сарматской структуре пробурена первая поисковая скважина, подтвердившая газоносность титонских отложений, продуктивных на месторождении им. Ю. Кувykiна (Сарматское). Начата бурением скважина №2 Западно-Сарматская. Сейсморазведочные работы 3D выполнены в объеме 89 км² на Сарматской площади. Сейсморазведка 2D выполнена в объеме 500 км на участке Северный для детализации структур Южная и Южно-Широтная и поиска зоны возможного развития неантиклинальных объектов к югу от месторождений им. Ю. Корчагина и В. Филановского.

Распределение разведочного бурения по регионам (2012)



Поисковые работы в Денисовской впадине Республики Коми

В Республике Коми было проведено поисково-разведочное бурение в объеме 23,4 тыс. м. Закончены строительством 5 скважин, в том числе 4 продуктивные. Успешность бурения составила 80%. Закончены строительством и переданы нефтепромыслу разведочные скважины №2 и №4 на Восточно-Ламбейшорском месторождении. Они работают с дебитами около 600 м³/сут.

Поисковое бурение в акватории Балтийского моря

В 2012 году ЛУКОЙЛ проводил геолого-разведочные работы как на суше Калининградской области, так и на шельфе Балтийского моря. Объем бурения составил 6 тыс. м. Сейсморазведочные работы 2D выполнены в объеме 100 км на Южном лицензионном участке. Закончена бурением поисковая скважина №1 в Балтийском море. Проходка за год составила 4 тыс.м. Скважина находится в освоении. Пробурена 1-я поисковая скважина на структуре Южно-Володаровская (1 930 м).

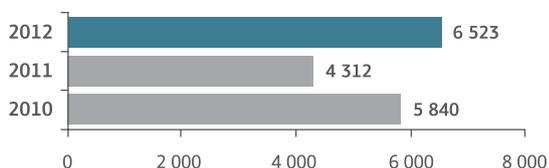
Поисковые работы в Узбекистане

На Кандымском блоке закончены строительством скважины Парсанкуль-9 и Парсанкуль-10. При испытании скважин получены дебиты газа 90 и 196 тыс. м³/сут соответственно. Проведены мобилизационные работы для выполнения полевых сейсморазведочных работ по методике 3D. Объем выполненных работ 3D составил 450 км². В течение 2012 года была актуализирована геологическая модель месторождения Парсанкуль и проведена оперативная оценка прироста запасов углеводородов категории С1 по новым скважинам.

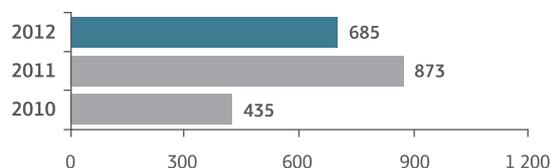
По проекту Юго-Западный Гиссар завершено бурение и проведены испытания скважины Шурдарье-2. В результате испытаний верхнеюрских карбонатных отложений получены промышленные притоки газа и конденсата дебитами 647 тыс. м³/сут и 95 т/сут соответственно. Было открыто месторождение Шурдарье.

 [Основные факты, стр. 24](#)
[Справочник аналитика, стр. 5](#)

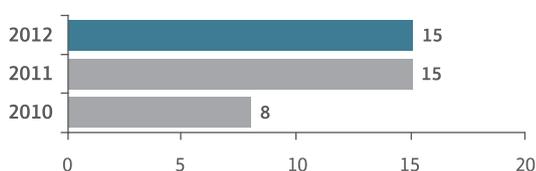
Сейсморазведка 3D, км²



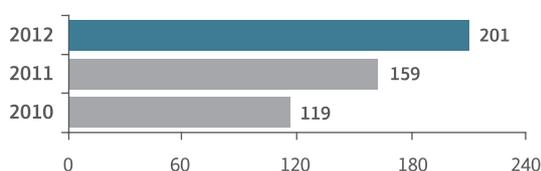
Затраты на геологоразведку, млн долл.



Вертикальное сейсмическое профилирование, скв.

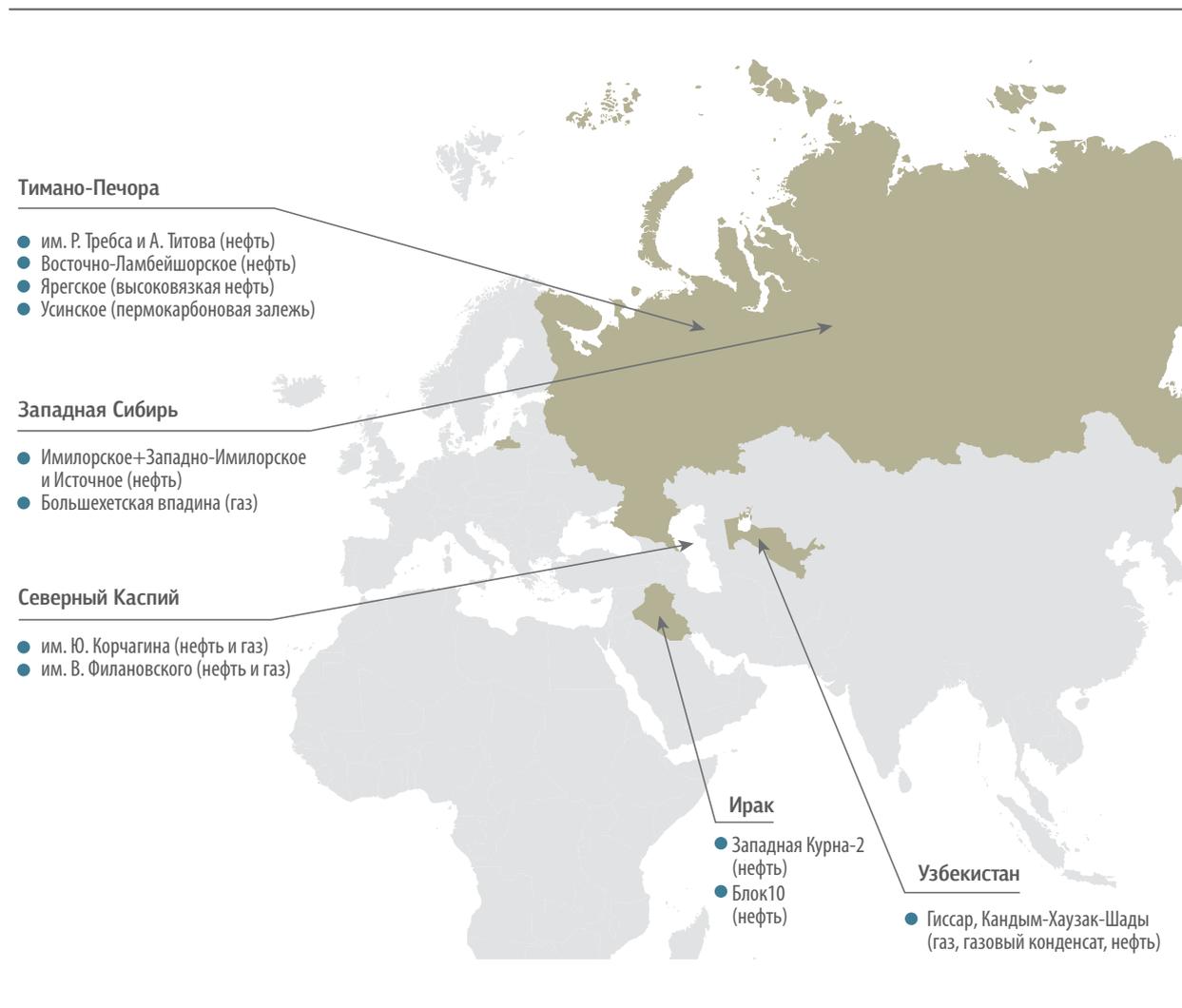


Проходка в разведочном бурении, тыс. м



Перспективные регионы

Перспективные регионы и месторождения Группы в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча»



В 2012 году ЛУКОЙЛ продолжил инвестировать в перспективные регионы, закладывая прочную базу для роста добычи углеводородов в будущем. Располагая огромным ресурсным потенциалом, Компания прилагает максимум усилий для его реализации, ведя работу по двум направлениям:

- Интеграция в новые регионы деятельности, приобретение лицензий как в России, так и за рубежом;
- Применение новейших технологий на выработанных участках и в регионах с трудноизвлекаемыми запасами.

Более 28% общих капитальных затрат в сегменте в 2012 году пришлось на перспективные проекты, что составило 3,4 млрд долл. В России по итогам 2012 года Компания инвестировала более 1,4 млрд долл. в развитие Каспийского региона и около 0,5 млрд долл. в месторождения Большехетской впадины. Большая часть зарубежных капитальных затрат в бизнес-сегменте в 2012 году пришлось на месторождение Западная Курна-2 в Ираке.

Имилорское месторождение имеет огромный ресурсный потенциал, а наличие у Компании развитой инфраструктуры в непосредственной близости сокращает потенциальные затраты на его разработку. Эффективная разработка месторождения позволит не только создать новые рабочие места, но и увеличить налоговые поступления в бюджет страны. Первая добыча на Имилорском месторождении ожидается в 2015 году.

Распределение капитальных затрат в перспективных регионах в 2012 году



ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕГИОНЫ В РОССИИ

ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Является традиционным регионом добычи углеводородов Компанией, поэтому большая часть нефтяных месторождений характеризуется высокой степенью выработанности. Перспективы увеличения добычи углеводородов в регионе связаны с приобретением новых лицензий, ростом объемов бурения и применением геолого-технических мероприятий (гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов и горизонтальных скважин и др.). Прирост добычи углеводородов ожидается также за счет разработки газовых месторождений в регионе.

Имилорское+Западно-Имилорское и Источное месторождения

В 2012 году ЛУКОЙЛ укрепил свою базу в регионе за счет приобретения лицензии на Имилорское+Западно-Имилорское и Источное месторождения.

Геологические и извлекаемые запасы нефти в пределах участка по состоянию на 1 января 2012 года составляют соответственно 855,5 и 193,7 млн т по сумме категорий С1 и С2. Получение лицензии на столь крупные месторождения позволит Компании существенно прирастить запасы и в дальнейшем увеличить добычу в стратегическом для нее регионе.

ОПИСАНИЕ

На территории участка открыты 2 нефтяных месторождения – Имилорское+Западно-Имилорское (1987 год) и Источное (1988 год). Компания предложила разовый платеж за пользование недрами в размере 50,8 млрд руб., что составляет 1,2 долл./барр. разведанных и оцененных запасов. Геологические и извлекаемые запасы нефти в пределах участка по состоянию на 1 января 2012 года составили соответственно 855,5 и 193,7 млн т по сумме категорий С1 и С2.

Участок расположен на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа–Югры, в 65 км на юго-запад от города Ноябрьск (Ямало-Ненецкий автономный округ). В 29 км от центра участка проходит коридор коммуникаций, включающий автодорогу с твердым покрытием Сургут – Ноябрьск, магистральный нефтепровод НПС Холмогоры – НПС Западный Сургут, ЛЭП напряжением 500, 220, 110 кВ и газопровод Холмогорская КС – Сургутский ГПЗ. В 15 км к востоку от восточной границы участка проходит нефтепровод товарной нефти, а в 55 км к востоку от восточной границы участка – трасса магистральных нефтепровода и газопровода.

Имилорское месторождение находится в непосредственной близости от крупнейшего разрабатываемого месторождения Компании – Тевлинско-Русскинского и в геологическом отношении является его близким аналогом. Регион месторождения является обустроенным, с наличием всей необходимой производственной и транспортной инфраструктуры, что позволяет осуществить его подготовку к эксплуатации в сравнительно короткие сроки с максимальными экономическими и синергетическими эффектами.



ТИМАНО-ПЕЧОРА

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает значительным потенциалом роста добычи. За счет разработки месторождений с помощью новых технологий Компания планирует ускорить ввод в разработку запасов тяжелой нефти, на которые пришлось 4,4% всех доказанных запасов углеводородов Компании. Большая часть запасов тяжелой нефти Компании располагается на Ярегском и Усинском месторождениях. Перспективы увеличения добычи углеводородов в регионе связаны также с разработкой месторождений им. Р. Требса и А. Титова в рамках СП.

Месторождения им. Р. Требса и А. Титова

В 2011 году Компания и ОАО АНК «Башнефть» создали СП по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова. Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» в проекте разработки этих месторождений составляет 25,1%. Начало добычи ожидается в 2013 году. Проект на пике предполагает добычу 4,8 млн т/год. ЛУКОЙЛ реализует существенный синергетический эффект от использования собственной нефтетранспортной инфраструктуры (нефтепровод Южное Хыльчую–Варандей и Варандейский терминал) для экспорта нефти с месторождений.

 **Основные факты, стр. 32**

Восточно-Ламбейшорское месторождение

Открытое в 2011 году Восточно-Ламбейшорское месторождение, находящееся в Денисовской впадине, уже в 2012 году дало первую добычу: были введены в пробную эксплуатацию три разведочные скважины, суммарный дебит по которым составил 1,4 тыс. т/сут. Добыча нефти в 2012 году составила 0,4 млн т. Ожидаемый уровень добычи в 2013–2015 годах составляет 0,8 – 1,2 млн т/год нефти. Целевой уровень добычи составляет 1,3 млн т/год. Доказанные запасы нефти на конец 2012 г. составили 81 млн барр.

Ярегское месторождение

Ярегское месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти Компании с доказанными запасами 314 млн барр., что с учетом высокой плотности нефти эквивалентно 47 млн т. С середины 2012 года на нефть Ярегского месторождения действует льготная ставка экспортной пошлины в размере 10% от стандартной. Проект на пике предполагает добычу 3,1 млн т/год.

 **Основные факты, стр. 33**

Усинское месторождение (пермокарбоновая залежь)

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения является вторым по размеру источником высоковязкой нефти Компании.

Эта нефть также попадает под налоговую льготу по системе «10-10-10». Целевой уровень добычи нефти составляет 2,5 млн т/год.

Доказанные запасы углеводородов на конец 2012 года составили 444 млн барр. н. э.

 **Основные факты, стр. 33**
Справочник аналитика, стр. 30

СЕВЕРНЫЙ КАСПИЙ

Северный Каспий в среднесрочной перспективе является для Компании одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа за счет разработки крупных месторождений, открытых в 2000-х годах. Компания уделяет особое внимание развитию ресурсного потенциала этого региона. За счет доразведки месторождений в регионе увеличение доказанных запасов углеводородов Компании в 2012 году по международным стандартам составило 109 млн барр. (+14,9% к 2011 году).

Месторождение им. Ю. Корчагина

В 2010 г. ОАО «ЛУКОЙЛ» впервые начало добычу в российском секторе Каспийского моря – на месторождении им. Ю. Корчагина. В 2012 г. добыча нефти на этом месторождении выросла на 135%. Целевой уровень добычи нефти составляет 2,4 млн т/год благодаря бурению протяженных горизонтальных скважин с высоким уровнем сложности. Доказанные запасы углеводородов на конец 2012 года составили 86,5 млн барр. н. э.

Месторождение им. В. Филановского

Вторым месторождением, которое ЛУКОЙЛ запустит на Каспии, является месторождение им. В. Филановского. Начало добычи запланировано на конец 2015 г. с выходом на плановый уровень – 6,1 млн т в 2016 году. В настоящее время идёт активное строительство инфраструктурных объектов для месторождения – морских платформ, трубопроводов, оборудования. Месторождение им. В. Филановского является наиболее крупным в данном регионе, к тому же в отличие от ранее открытых месторождений оно является преимущественно нефтяным. Доказанные запасы углеводородов здесь на конец 2012 года составили 487 млн барр. н. э.

 **Основные факты, стр. 37**

Газовые месторождения Большехетской впадины

Основой газодобычи Компании в России являются месторождения Большехетской впадины. Ключевым действующим газовым месторождением Компании является Находкинское, давшее в 2012 году около 95% добычи природного газа Компанией в России.

В перспективе планируется запуск не менее крупных газовых месторождений – Пякхинское (2016 год), Южно-Мессояхское (2018 год) и Хальмерпаятинское (2019 год). В ближайшие 10 лет благодаря этим месторождениям добычу природного газа Компанией в России планируется более чем удвоить. При достижении проектного уровня суммарная добыча природного газа на всех месторождениях Большехетской впадины составит 20 млрд м³.

Доказанные запасы углеводородов на конец 2012 года на месторождениях Большехетской впадины составили 2 140 млн барр. н. э.

 **Основные факты, стр. 31**
Справочник аналитика, стр. 33

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕГИОНЫ ЗА РУБЕЖОМ

Перспективы увеличения добычи углеводородов по зарубежным проектам в основном связаны с разработкой имеющихся активов в Узбекистане и Ираке.

УЗБЕКИСТАН

Ключевые зарубежные газовые проекты Компании сосредоточены в Узбекистане. На стадии добычи находятся проекты Хаузак-Шады и Юго-Западный Гиссар, а ещё один крупный проект – Кандым планируется запустить в 2014 году. Проекты реализуются на привлекательных для Компании финансовых условиях при поддержке правительства Узбекистана. В 2012 году на Гиссарском блоке был достигнут проектный уровень добычи (1,1 млрд м³/год природного газа). Проектный годовой уровень добычи по Кандымской группе месторождений составляет 8,1 млрд м³ газа.

Добыча товарных углеводородов в 2012 году по проектам Компании в Узбекистане составила 26 млн барр. н. э., что на 53,3% больше показателя 2011 года.

Доказанные запасы углеводородов на конец 2012 года на месторождениях в Узбекистане составили 793 млн барр. н. э.

 **Глава: Узбекистан – фактор роста, стр. 30**
Основные факты, стр. 51
Справочник аналитика, стр. 37

ИРАК

В Ираке находится крупнейший проект Компании из тех, которые должны обеспечить рост будущей добычи нефти, – месторождение Западная Курна-2. Эксплуатационное бурение на месторождении началось в 2012 году, а первая добыча ожидается в 2014. Общий срок действия контракта составляет 25 лет. Целевой уровень добычи нефти составляет 1,2 млн барр./сут. Срок поддержания целевого уровня добычи – 19,5 лет.

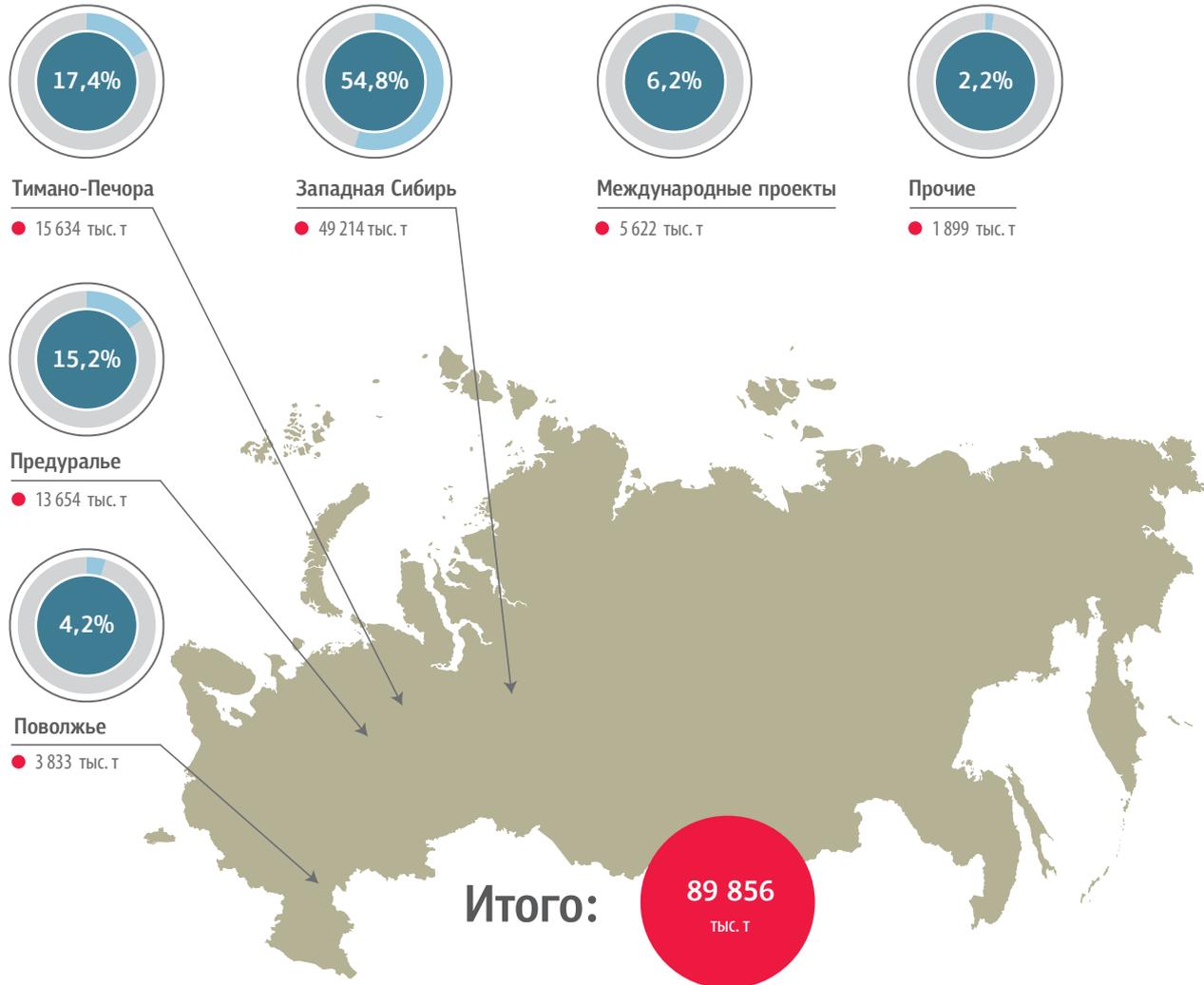
Доказанные запасы месторождения (доля Группы) по состоянию на конец 2012 года составили 165 млн барр. н. э.

По проекту Западная Курна-2 в конце 2012 года достигнута принципиальная договоренность с уполномоченными представителями иракских госкомпаний о снижении проектного уровня добычи нефти с 1,8 млн барр./сут нефти до 1,2 млн барр./сут, а также о продлении постоянного уровня добычи с 13 до 19,5 лет и общего действия контракта с 20 до 25 лет. Новые базовые показатели проекта будут учтены при подготовке окончательного плана разработки. Измененные параметры проекта существенно снижают риски, возникающие в ходе его реализации.

 **Основные факты, стр. 54**
Справочник аналитика, стр. 36

Разработка месторождений и добыча нефти

Распределение добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» по регионам в 2012 году



В 2012 году нам удалось стабилизировать добычу нефти на месторождениях Западной Сибири, обеспечивающих 55% общей добычи Группой.

89 856 тыс. т нефти
Группа добыла в 2012 году
(1 813 тыс. барр./сут)¹

В результате совершенствования систем поддержания пластового давления, эффективного применения новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и бурения горизонтальных скважин добыча нефти в Западной Сибири выросла на 0,2%.

Основное негативное влияние на показатели добычи в 2012 году оказало падение добычи нефти в Тимано-Печоре на Южно-Хыльчююском месторождении в результате роста обводненности и уменьшения извлекаемых запасов. Для стабилизации добычи нефти на Южно-Хыльчююском месторождении разработаны и утверждены дополнительные мероприятия, включающие бурение боковых стволов, а также внедрение систем одновременно-раздельной закачки.

В 2012 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществлялась на 402 месторождениях в России и за рубежом.

1 850 тыс. барр./сут
добыча нефти и жидких углеводородов²

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составил 31,6 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 27,7 тыс.), фонд нагнетательных скважин – 11,5 тыс. (в том числе под закачкой – 9,1 тыс.). По сравнению с 2011 годом

С 2012 года Группа перешла на новую методологию расчета добычи углеводородов, согласно которой мы разделяем добычу нефти, жидких продуктов газопереработки и добычу товарного газа. С 2012 года в добыче жидких углеводородов будет учитываться добыча нефти и жидких продуктов газопереработки, в то же время из объемов товарного газа будет вычитаться газ, направленный на

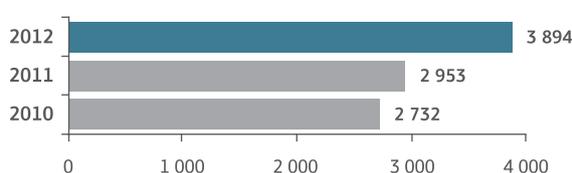
эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 2,5%, а фонд нагнетательных скважин – на 5,1%, что привело к повышению эффективности добычи. Доля неработающего фонда в эксплуатационном осталась практически неизменной по сравнению с концом 2011 года и составила 12,2%. Средний дебит нефтяных скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 13,0 т/сут.

Мы значительно увеличили объемы проходки в эксплуатационном бурении (+31,9%), ввели 1 269 новых добывающих скважин, в том числе 268 горизонтальных. Средний дебит новых скважин составил 33,7 т/сут, в том числе средний дебит новых горизонтальных скважин – 58,8 т/сут.

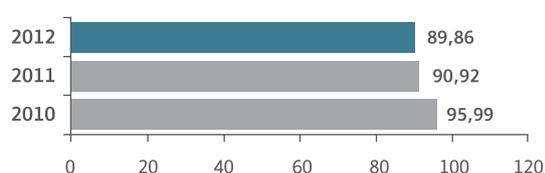
Компания ежегодно наращивает долю горизонтальных скважин, которая достигла 21,1% от общего числа новых скважин Компании.

За счет применения методов ПНП мы дополнительно добыли 23,1 млн т нефти (+3,7% к 2011 году), что составляет 25,7% от общей добычи нефти. Одной из ключевых технологий стало бурение горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП). Было введено 99 скважин с МГРП в Западной Сибири, Предуралье и Тимано-Печоре. Средний дебит нефти – 43,5 т/сут.

Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м



Добыча нефти, млн т



производство жидких углеводородов на ГПЗ. Согласно новой методологии мы повышаем точность расчета показателя добычи углеводородов за счет применения соответствующих коэффициентов баррелизации попутного газа, направляемого на переработку в соответствии с его энергетической емкостью.

¹ С учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями.

² С учетом жидких углеводородов, выработанных на газоперерабатывающих заводах Группы.

В процессе строительства новых скважин активно привлекаются современные технические разработки в области «нижнего» заканчивания скважин. Так, на месторождении им Ю. Корчагина для предупреждения прорывов газа добывающие скважины оборудованы пассивными системами регулирования притока.

В 2012 году были пробурены вторые стволы в 377 скважинах (+56,4% к 2011 году), из них 362 на территории РФ. Средний прирост дебита в РФ по боковым стволам – 16,9 т/сут. Стабильно высокая эффективность вторых стволов обусловлена подготовкой научно обоснованных мини-проектов с применением гидродинамического моделирования, а также повышением точности прогнозирования геологического строения и структуры запасов. Бурение вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти.

Глава «Технологии в сфере геологоразведки и добычи», стр. 22

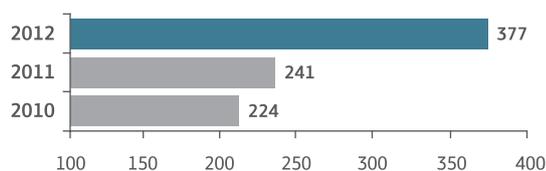
РОССИЯ

Добыча нефти на территории России в 2012 году составила 84,2 млн т, в том числе дочерними обществами – 83,8 млн т.

В 2012 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» на территории России осуществлялась на 369 месторождениях. За год начата добыча углеводородного сырья на 8 новых месторождениях на территории Российской Федерации, в том числе на 7 нефтяных и на 1 газовом месторождениях. Более 20 месторождений Компании на территории Российской Федерации в 2012 году нарастили добычу нефти по отношению к 2011 году более чем на 50 тыс. т. Максимальные приросты добычи нефти достигнуты на месторождениях Ю. Корчагина (454,8 тыс. т), Урьевском и Западно-Тугровском в Западной Сибири (343,3 и 243,1 тыс. т соответственно).

Мы значительно увеличили объемы эксплуатационного бурения в России (на 36,0%), в основном в Предуралье и Поволжье.

Бурение боковых стволов, шт.



Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. шт.



Эксплуатационный фонд скважин в России на конец 2012 года составил 29,6 тыс., в том числе 25,9 тыс. дающих продукцию.

Основные факты, стр. 26
 Справочник аналитика, стр. 26

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

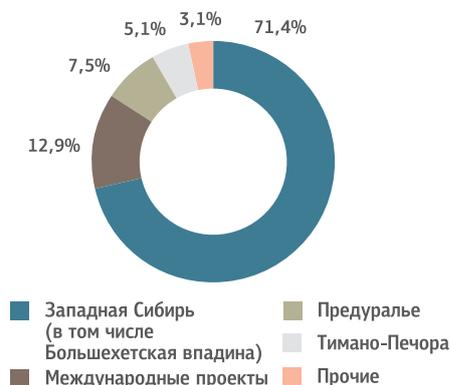
В 2012 году Компания добыла 5,6 млн т нефти за рубежом. В ближайшей перспективе мы планируем значительно увеличить добычу нефти за счет ввода в эксплуатацию месторождения Западная Курна-2.

Максимальный прирост добычи нефти был достигнут в Узбекистане за счет увеличения добычи на промысле Кандым-Хаузак-Шады и в Юго-Западном Гиссаре, по сравнению с 2011 годом он составил 77,8 и 57,1% соответственно.

Проходка в эксплуатационном бурении по международным проектам Компании выросла на 9,3% по сравнению с 2011 годом и составила 503 тыс. м. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 7,5% и составил 2 048 скважин, фонд скважин, дающих продукцию – 1 864. По международным проектам, в которых участвует Группа, было введено в эксплуатацию 263 новых добывающих скважин.

Основные факты, стр. 42
 Справочник аналитика, стр. 34

Распределение эксплуатационного бурения по регионам в 2012 году

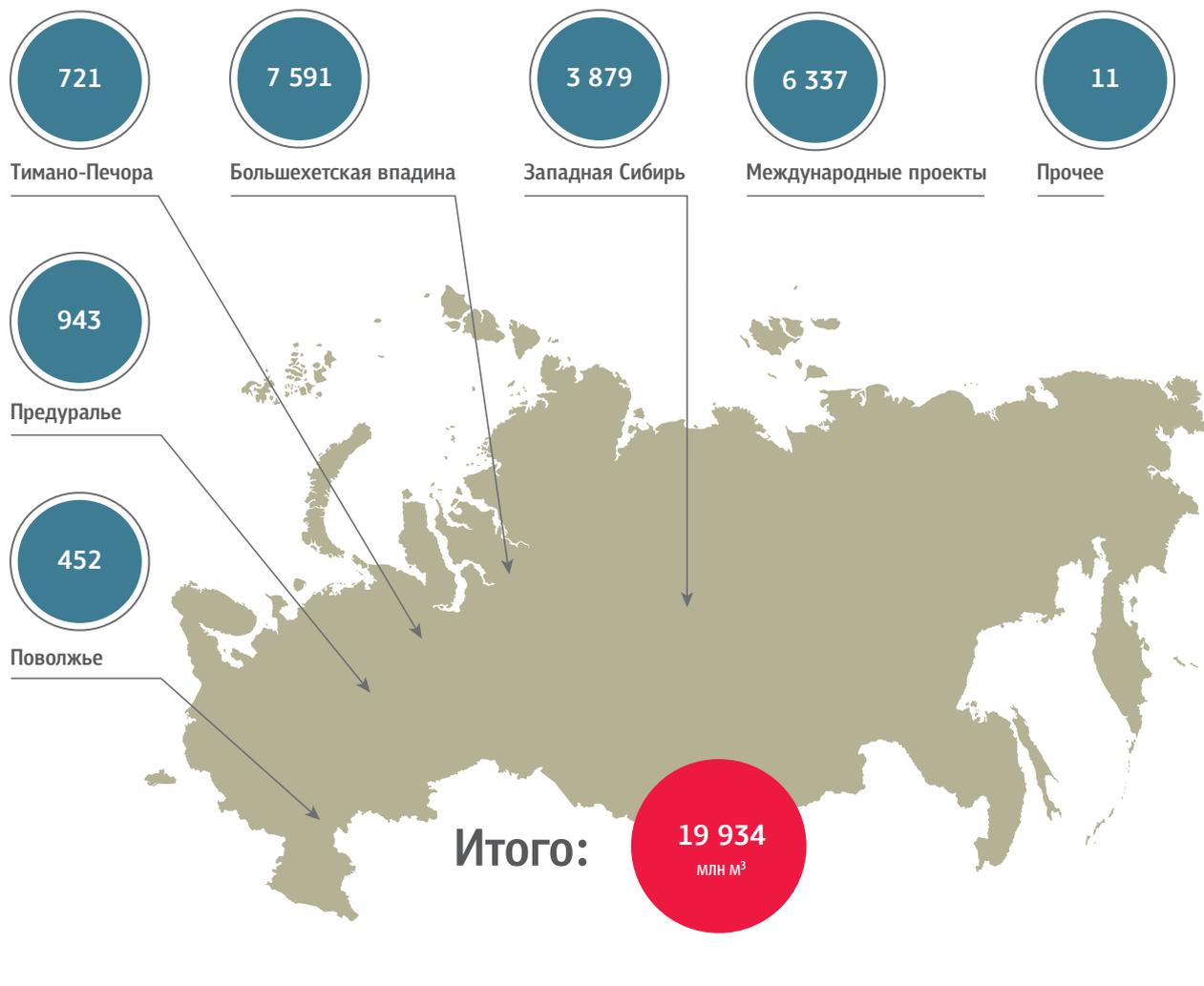


Ввод в эксплуатацию нефтяных скважин, шт.



Разработка месторождений и добыча газа

Распределение добычи товарного газа группой «ЛУКОЙЛ» по регионам, млн м³





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.

24 606 млн м³
совокупная добыча газа группой «ЛУКОЙЛ»

В 2012 году совокупная добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) выросла на 11,9%. При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) по Компании составила 19 934 млн м³ (117,3 млн барр. н. э.), что на 10,5% больше, чем в 2011 году. В том числе в России

добыча товарного газа выросла на 2,9%, за рубежом – на 31,3%. Выручка от продаж природного газа в 2012 году увеличилась на 422 млн долл., или на 48,8%. Рост выручки произошел как в России, так и за рубежом. Основной причиной роста на внутреннем рынке стало увеличение цены реализации газа Газпрому и его аффилированным лицам на 37,0%. Рост выручки за рубежом в основном был связан с ростом объемов и цен реализации природного газа в Узбекистане.

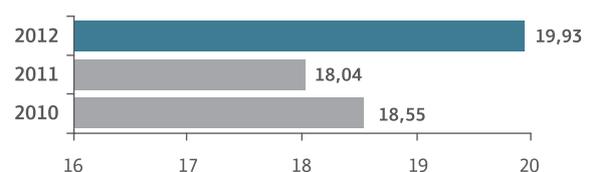
Выработка жидких углеводородов в 2012 году на ГПЗ Группы в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье составила 13,6 млн барр. н. э. по сравнению с 13,1 млн барр. н. э. в 2011 году.

Основным событием для Компании в 2012 году стало достижение проектного уровня добычи газа на месторождении Джаркудук по проекту Юго-Западный Гиссар в Узбекистане (1,1 млрд м³/год природного газа). Было принято окончательное инвестиционное решение по

Эксплуатационный фонд газовых скважин, шт.



Добыча товарного газа, млрд м³



следующему этапу развития проекта, включающему пуск установки комплексной подготовки газа на Джаркудуке и ввод в эксплуатацию новых газоконденсатных месторождений Адамташ и Гумбулак.

Совокупная добыча природного газа увеличилась на 10,8% и составила 15 605 млн м³. В основном благодаря росту добычи по проектам Гиссар и Хаузак в Узбекистане объём добычи природного газа за рубежом вырос на 31,7%.

Совокупная добыча попутного нефтяного газа выросла на 13,4% и составила 9 001 млн м³. Попутный газ используется на месторождениях Компании при закачке в пласт для поддержания пластового давления, для выработки электроэнергии на газовых электростанциях, а также для других производственных нужд. Товарный попутный газ поставляется на газоперерабатывающие заводы и местным потребителям.

87,6 %
уровень утилизации
попутного и
нефтяного газа

Компания ежегодно повышает уровень утилизации попутного нефтяного газа¹, который в отчетном году составил 87,6% против 79,3% в 2011 году, 77,5% в 2010 и 71,1% в 2009. 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 программы в 2012 году завершены строительство и реконструкция 53 объектов утилизации попутного газа

РОССИЯ

Добыча товарного газа в России в 2012 году составила 13 597 млн м³, что на 2,9% больше по сравнению с 2011. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2012 года составил 293 скважины, фонд скважин, дающих продукцию, – 218. Основную часть добычи природного газа в России (около 95%) обеспечило Находкинское месторождение Большехетской впадины. В 2012 году на нем было добыто 8,1 млрд м³ природного газа.

 [Основные факты, стр. 31](#)
[Справочник аналитика, стр. 33](#)

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

31,3 %
рост добычи
товарного газа
за рубежом

Объём добычи товарного газа за рубежом вырос в основном благодаря росту добычи по проектам Гиссар и Хаузак в Узбекистане. При этом доля природного газа выросла и составила 91,5%. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании по зарубежным проектам по состоянию на конец 2012 года составил 115 скважин, фонд скважин, дающих продукцию – 94.

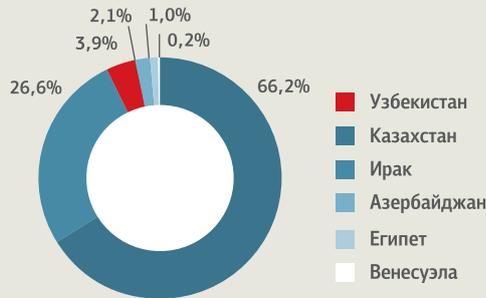
 [Основные факты, стр. 42](#)
[Справочник аналитика, стр. 34](#)

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

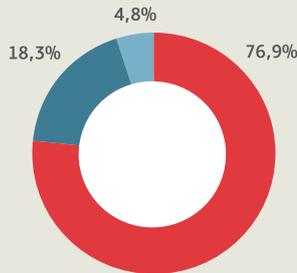
Узбекистан – фактор роста

Доля узбекских проектов в доказанных запасах зарубежных проектов Компании

Доказанные запасы нефти



Доказанные запасы газа



Справочно

- Узбекистан – президентская республика, являющаяся частью Содружества Независимых Государств (СНГ). Общая площадь – 447,8 тыс. км². Население – 30 млн чел. ВВП за 2012 год – 52 млрд долл. Республика Узбекистан состоит из 12 областей, а также Республики Каракалпакстан. 80% населения республики составляют узбеки, 5,5% – русские.
- В Узбекистане создана мощная минерально-сырьевая база, являющаяся одной из основных статей валютных поступлений в экономику страны. Доказанные запасы газа на конец 2011 года составляют 1,6 трлн фут³, добыча газа – 57 млрд м³.
- Рынки сбыта углеводородов: Европа (газопровод Средняя Азия – Центр), Китай (Туркмения-Узбекистан-Казахстан-Китай).

ЛУКОЙЛ в Узбекистане

- Год входа в Узбекистан – 2004 г.
- Суммарные активы по доле Группы на конец 2012 года: запасы – 792 млн барр. н.э., добыча товарного газа – 4 251 млн м³, добыча нефти – 138 тыс. т.
- Суммарные инвестиции по доле Группы с момента входа в Узбекистан составили около 2 млрд долл.
- По результатам 2012 года чистая прибыль на барр. н. э. в Узбекистане составила около 18 долл., IRR заметно превышает корпоративную норму в 15%.

Активы в Республике Узбекистан являются основой для реализации нашей стратегии по наращиванию газового бизнеса группой «ЛУКОЙЛ».

Объемы добычи газа Компанией в Узбекистане вырастут в ближайшие 5 лет более чем в 4 раза.



КАНДЫМ-ХАУЗАК-ШАДЫ

Подписание соглашения – 2004 год
 Срок действия соглашения – до 2039 года
 Тип соглашения – СРП, разведка и добыча (газ)
 Доля Компании в прибыли – 90% (оператор)
 Прочие участники проекта: Узбекнефтегаз (10%)
 Инвестиции Компании с 2004 по 2012 гг. – 1,27 млрд долл
 Максимальный уровень добычи газа – 12 млрд м³/год
 Запасы углеводородов на конец 2012 года
 – 558 млн барр. н.э.
 Добыча товарных углеводородов в 2012 году
 – 19 млн барр. н.э.

Проект Кандым-Хаузак-Шады является наиболее эффективным в газовом блоке Компании. Добытый по проекту газ поставляется по трубопроводам Средняя Азия – Центр или Бухарский газоносный район – Ташкент – Бишкек – Алматы до границы Узбекистана и реализуется по контракту купли-продажи с предприятием ОАО «Газпром». В соответствии с СРП уплачивается роялти по газу по ставке 30%. По налогу на прибыль группе «ЛУКОЙЛ» предоставлены налоговые каникулы на 7 лет после начала добычи. Проектный годовой уровень добычи по Кандымской группе месторождений составляет 8,1 млрд м³ газа.

В 2012 году проект Кандым-Хаузак-Шады обеспечил более 51% добычи товарного газа по международным проектам Группы.

 **Основные факты, стр. 51**
Справочник аналитика, стр. 37

Хаузак-Шады

Основной объем добычи товарного газа за рубежом был обеспечен введенным в эксплуатацию в конце 2007 года промыслом Хаузак-Шады. Добыча товарного газа на нем составила 3,26 млрд м³. Для поддержания проектного годового уровня добычи в декабре 2013 года планируется запуск дожимной компрессорной станции (ДКС) мощностью 15 МВт.

Кандым

Проект «Кандым» находится в активной стадии подготовки к разработке: в 2014 году должны быть введены в эксплуатацию участки Кувачи-Алат (проектный годовой уровень добычи газа – 1,5 млрд м³) и северная часть участка Шады (проектный годовой уровень добычи газа – 0,7 млрд м³).

В целом проект включает в себя 126 скважин, систему сбора скважинной продукции (более 500 км), газоперерабатывающий завод (3 технологические линии), экспортный газопровод (90 км), вахтовый городок (1 380 чел.) и другие объекты инфраструктуры.

ЮГО-ЗАПАДНЫЙ ГИССАР

Подписание соглашения – 2007 год
 Приобретение доли – 2008 год
 Срок действия соглашения – до 2043 года
 Тип соглашения – СРП, разведка и добыча (нефть и газ)
 Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 100%
 Прочие участники – Узбекнефтегаз
 Инвестиций Компании с 2008 по 2012 гг. – 1,29 млрд долл.
 Максимальный уровень добычи газа – 4,2 млрд м³/год
 Запасы углеводородов на конец 2012 года
 – 235 млн барр. н.э.
 Добыча товарных углеводородов в 2012 году
 – 6,8 млн барр. н.э.

На контрактной территории Юго-Западного Гиссара расположено 7 месторождений, 5 из которых газоконденсатные, 2 – нефтяные. С 2007 года по СРП Гиссар осуществляется добыча нефти с 2 нефтяных месторождений – Кушкудук и Оккул. С конца 2011 года осуществляется также добыча газа на месторождении Джаркудук – Янги Кызылча. Планируемая добыча на Джаркудуке на первоначальном этапе составит 1,1 млрд м³/год природного газа.

В 2012 году на Гиссарском блоке был достигнут проектный уровень добычи (1,1 млрд м³/год природного газа). В декабре принято окончательное инвестиционное решение по следующему этапу развития Гиссарского проекта, включающему пуск установки комплексной подготовки газа на Джаркудуке и ввод в эксплуатацию новых газоконденсатных месторождений Адамташ и Гумбулак. Для реализации следующего этапа планируется пробурить 40 скважин, осуществить строительство системы сбора скважинной продукции, установки предварительной подготовки газа на месторождении Адамташ, установки комплексной подготовки газа на месторождении Джаркудук – Янги Кызылча и строительство прочей инфраструктуры.

 **Основные факты, стр. 52**
Справочник аналитика, стр. 37

2

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА, ГАЗОПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ





Стратегия 2012 – 2021

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

Показатели бизнес-секторов «Переработка», «Сбыт»

Наименование показателя, млн долл.	2012	2011	Прирост, %
Выручка	134 877	128 549	4,9
ЕБИТДА	5 199	5 794	-10,3
Чистая прибыль	3 639	3 687	-1,3
Капитальные затраты	2 078	1 354	53,5

Мы производим бензин, соответствующий только классу Евро-5

Мы продолжили активное развитие бизнес-сегмента «Переработка и сбыт», концентрируя свои усилия на росте операционной эффективности и увеличении глубины нефтепереработки. Совершенствование российского законодательства стимулирует производство премиальных высокоэкологических видов топлива. Текущая модернизация Пермского и Ухтинского НПЗ и строительство каталитического крекинга на Нижегородском НПЗ позволят существенно нарастить финансовые результаты Группы в сегменте. Уже в 2012 году все российские НПЗ Группы перешли на производство автомобильных бензинов, соответствующих классу Евро-5.

ЛУКОЙЛ значительно опережает требования государственного Технического регламента по срокам начала производства моторных топлив, соответствующих Евро-5.

Это стало возможным благодаря широкомасштабной программе модернизации нефтеперерабатывающих заводов.

66,1 млн т
переработка нефти и нефтепродуктов

Объем переработки нефтяного сырья на заводах Группы в 2012 году вырос на 5,1% и составил 1 128 тыс. барр./сут.

ЦЕНОВАЯ КОНЬЮНКТУРА

Более

65 долл./т
экономия от снижения ставки акцизов на топливо Евро-5

В 2012 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. Средние цены на мазут в Европе (ФОБ Роттердам) выросли на 3,5%, цены на высокооктановый бензин – на 5,3%. На внутреннем рынке цены на топочный мазут выросли на 0,4%, цены на бензин марки Аи-95 снизились на 3,2%.

НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА В ОБЛАСТИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

В последние годы в России в результате роста автопарка произошел значительный рост потребления высокооктановых автобензинов, в связи с чем Правительство предприняло ряд мер для стимулирования производства премиальных высокоэкологических видов топлива:

- Введена система «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;
- Дифференцированы акцизы на нефтепродукты. С 1 июля 2012 года на 25% снижены ставки акцизов на топливо Евро-5.

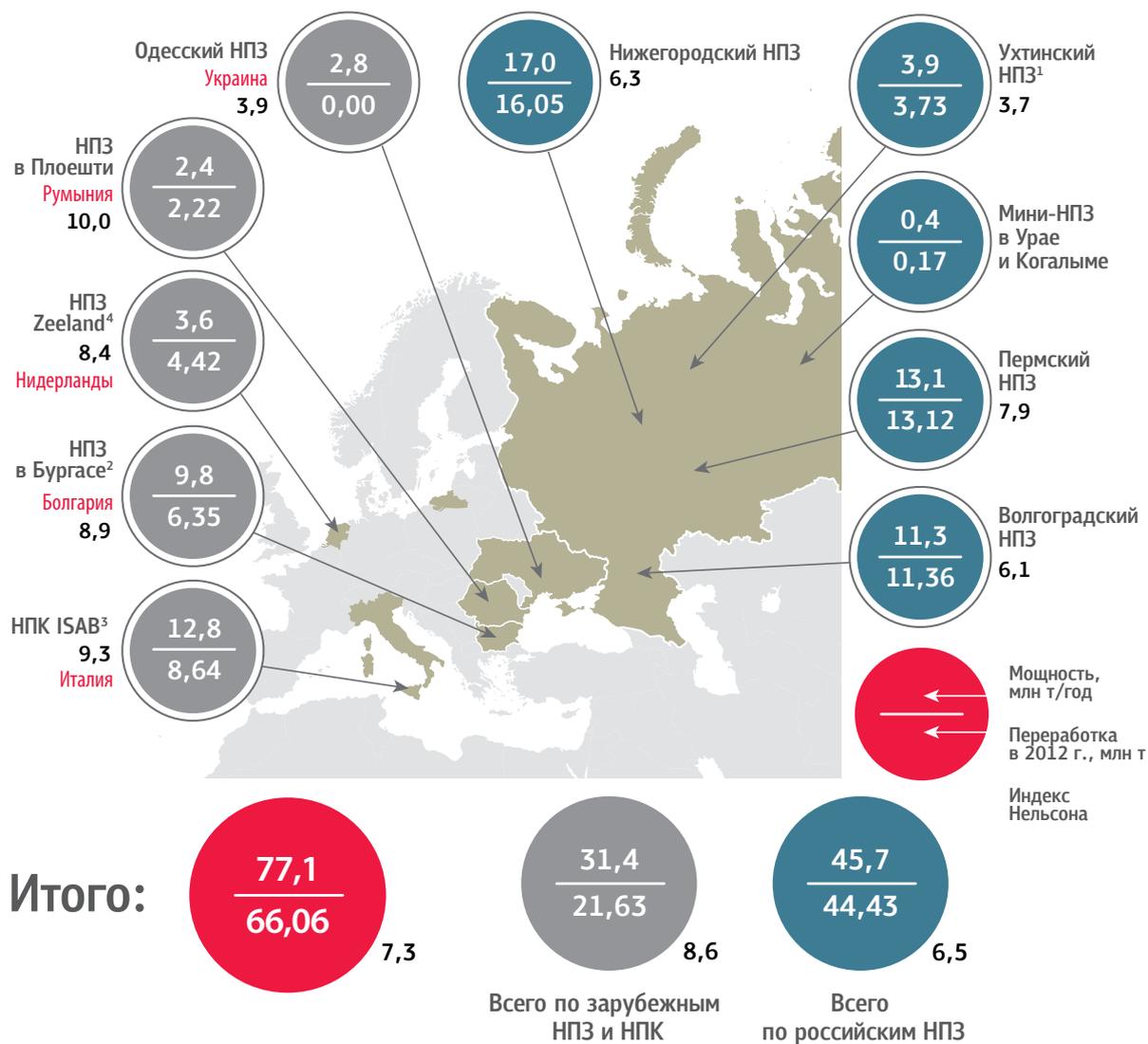


Основные факты, стр. 110

Справочник аналитика, стр. 69

Нефтепереработка

Нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



¹ Без учета мощности вакуумного блока АВТ.

² Включая переработку в 2012 году 0,48 млн т мазута.

³ Мощность и объем переработки на НПК ISAB (по нефти и мазуту) указаны по доле Компании (80%).

⁴ Мощность и объем переработки на НПЗ Zeeland (по нефти) указаны по доле Компании (45%).

Кроме того, в 2012 году на НПЗ Zeeland было переработано 1,63 млн т вакуумного газойля.

В 2012 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжала активную работу по развитию сегмента переработки нефти за счет модернизации и расширения перерабатывающих мощностей. На НПЗ Группы (с учетом долей в переработке на НПК ISAB и НПЗ Zeeland) было переработано 66,1 млн т.

99,3 %
 доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автомобильных бензинов

Мы продолжаем модернизацию имеющихся мощностей. Так, наиболее ожидаемыми событиями на 2015–2016 годы являются ввод:

Пермский НПЗ	- Комплекса переработки нефтяных остатков
Нижегородский НПЗ	- Каталитического крекинга ВГО - Вакуумного блока - Установки изомеризации
НПЗ в Бургасе	- Комплекса переработки тяжелых остатков
Волгоградский НПЗ	- Установки АВТ - Гидрокрекинга ВГО - Установки изомеризации



Основные факты, стр. 63

Справочник аналитика, стр. 39

РОССИЙСКИЕ НПЗ

Объем переработки на собственных российских НПЗ Группы (включая мини-НПЗ) в 2012 году составил 44,4 млн т. Снижение переработки нефти в 2012 году на 1,9% по сравнению с 2011 годом обусловлено проведением капитальных ремонтов на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске бензинов российскими заводами Группы (без учета мини-НПЗ) выросла в 2012 году до 99,1% (96,2% в 2011 году). Выход светлых нефтепродуктов составил 54,0% (без учета мини-НПЗ). Уровень безвозвратных потерь составил 0,53% (без учета мини-НПЗ).

Капитальные затраты НПЗ Группы в России составили в 2012 году 988 млн долл. (586 млн долл. в 2011 году). Рост капитальных затрат в России обусловлен вводом новых мощностей и началом строительно-монтажных работ по проектам модернизации НПЗ.

Наиболее значимыми событиями в 2012 году на российских НПЗ стали:

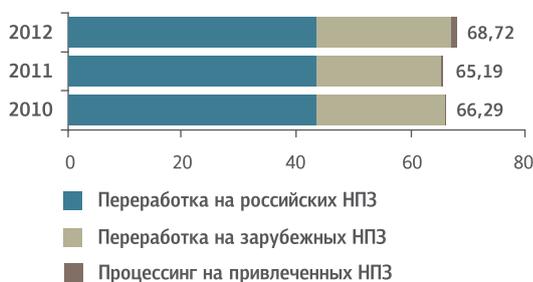
завершение реконструкции установки АВТ-5 на Нижегородском НПЗ и введение в эксплуатацию установки гидроочистки дизельного топлива мощностью 3,0 млн т/год на Волгоградском НПЗ. На Ухтинском НПЗ завершены техническое перевооружение реакторного блока установки гидроочистки дизельного топлива ГДС-850, а также реконструкция на установке АВТ с увеличением мощности вакуумного блока до 2,0 млн т/год.



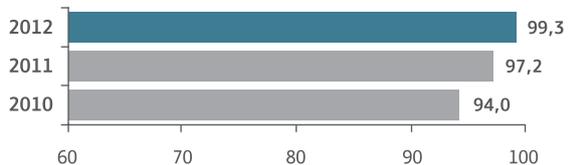
Основные факты, стр. 65

Справочник аналитика, стр. 41

Переработка нефти Компанией, млн т



Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов Группы, %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 2012 году составил 21,6 млн т, что на 10,1% выше показателя 2011 года в связи с увеличением доли в НПК ISAB с 60 до 80% .

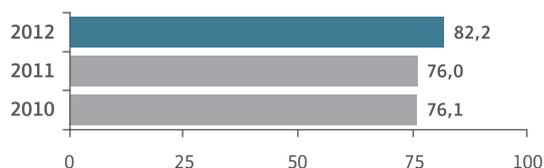
Выход светлых нефтепродуктов (без учета комплекса ISAB и НПЗ Zeeland) вырос до уровня 69,8% (67,7% в 2011 году). Уровень безвозвратных потерь в 2012 году составил 0,56% (без учета комплекса ISAB и НПЗ Zeeland).

Капитальные затраты НПЗ Группы за рубежом составили в 2012 году 418 млн долл. (197 млн долл. в 2011 году). Такой рост капитальных затрат за рубежом обусловлен строительством комплекса переработки тяжелых остатков на НПЗ в Бургасе.

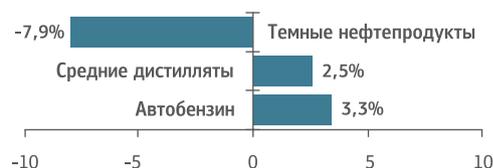
Наиболее значимыми событиями в 2012 году на зарубежных НПЗ стали: дооборудование узлов учета нефтепродуктов на НПЗ в Бургасе и завершение реконструкции аминового блока на НПЗ в Плоешти.

 [Основные факты, стр. 73](#)
 [Справочник аналитика, стр. 46](#)

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



Динамика производства нефтепродуктов на НПЗ Компании в 2012 году по сравнению с 2011 годом, %¹

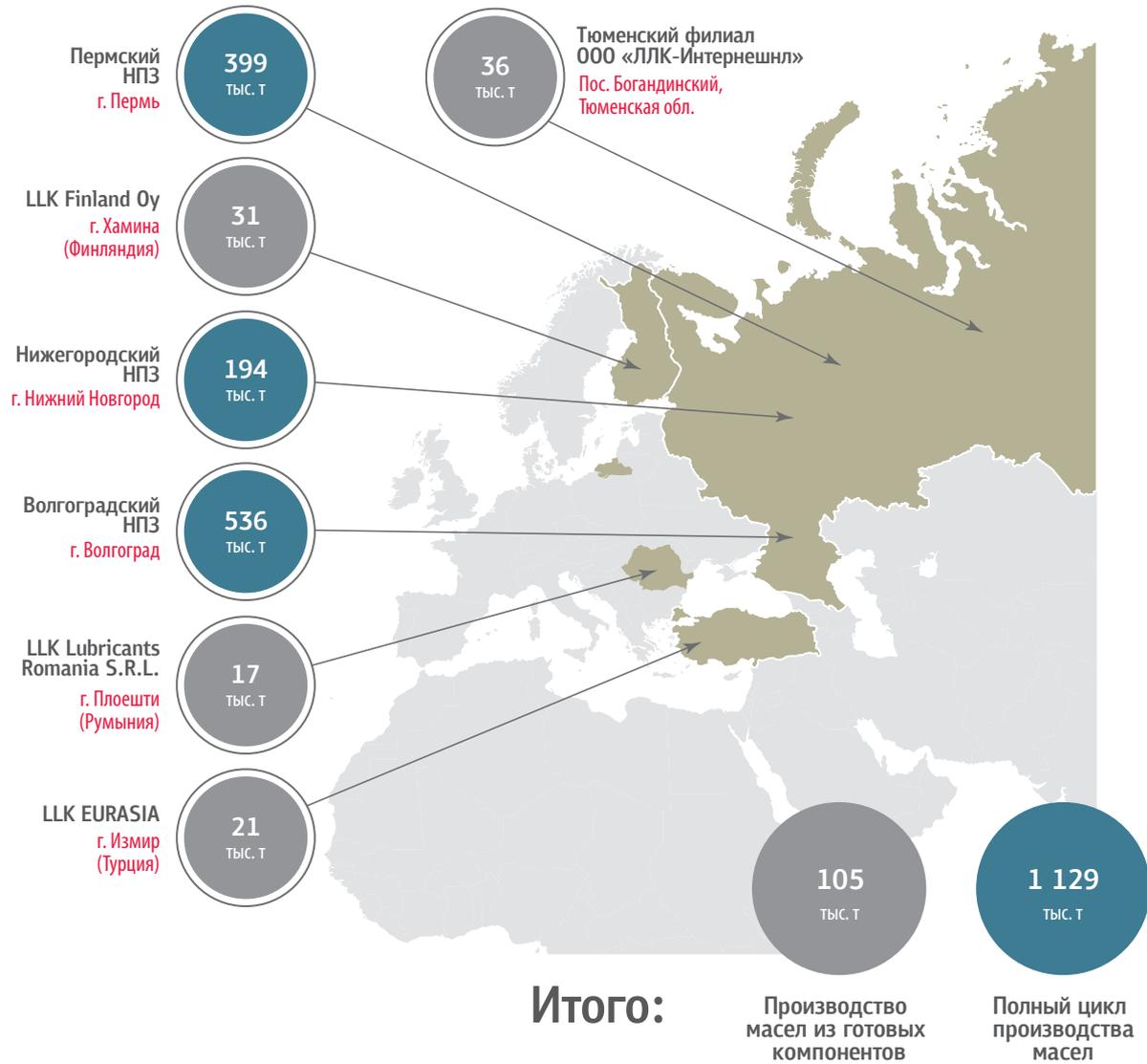


¹ Без учета мини-НПЗ, комплекса ISAB и НПЗ Zeeland.

Производство масел

<< Нефтепереработка // Производство масел >>

Производство масел на заводах группы «ЛУКОЙЛ»



ЛУКОЙЛ – лидер российского рынка смазочных материалов

Около

48 %
доля Группы в производстве масел в стране

Объем производства масел, включая смешение из готовых компонентов, в 2012 году составил 1 129 тыс. т. Реализация фирменных масел за отчетный период составила 358 тыс. т, что на 13,3% выше показателя 2011 года.

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.

Свыше

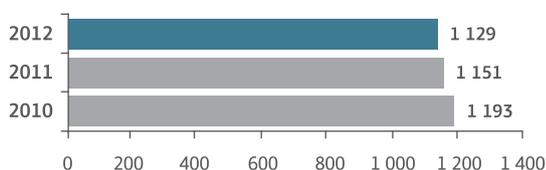
250 номенклатурных позиций

Ведется работа по постановке на производство 39 новых разработанных продуктов, включая синтетические масла для автоматических коробок передач и механических трансмиссий, получено 93 одобрения OEM. На сегодняшний день масла «ЛУКОЙЛ» имеют более 400 действующих официальных одобрений производителей техники и оборудования.

В 2012 году продолжилось развитие программы импортозамещения. Впервые в истории российских производителей смазочных материалов продукция группы «ЛУКОЙЛ» была выбрана в качестве моторных масел для конвейерной заливки на предприятии «САМАВТО», осуществляющем сборку автобусов ISUZU в Узбекистане. В рамках стратегического соглашения с АО «Агромашхолдинг» (казахское автосборочное предприятие) будет осуществлена поставка масел первой заливки для автомобилей Chance (на базе Chevrolet Lanos) и сельскохозяйственной техники.

В 2012 году доля ООО «ЛЛК-НАФТАН» (совместного предприятия ООО «ЛЛК-Интернешнл» и НПЗ «Нафтан» в Республике Беларусь) в обеспечении потребностей Группы в присадках для производства масел составила 44,4%. С момента создания СП в 2006 году выпуск его продукции увеличился многократно.

Производство масел на НПЗ, тыс. т



В течение 2012 года Компания продолжила экспансию на международном рынке судовых масел. Проведены их испытания и получено одобрение фирмы MAN/B&W на сверхщелочное масло «ЛУКОЙЛ НАВИГО MCL100», которое представлено впервые на рынке. Подтвержден рекордно низкий расход масла «ЛУКОЙЛ НАВИГО» по сравнению с соответствующими показателями масел других компаний-конкуренентов, что делает масла группы «ЛУКОЙЛ» наиболее привлекательными для использования в самых современных и мощных судовых двигателях.

В

103 странах мира осуществляются продажи масел Компании

Выход на рынки Южной Кореи, Республики Тайвань, Саудовской Аравии, Индии, Бангладеш и расширение глобальной сети снабжения позволили увеличить объём продаж на 75% по сравнению с предыдущим годом и довести количество стран, где доступны судовые масла, выпускаемые под товарными знаками «ЛУКОЙЛ», до 64.

В 2012 году Компания вывела на рынок Европы новый бренд моторных масел – «LUKOIL GENESIS». Производство этих масел осуществляется на европейских площадках Группы в Финляндии и Румынии. Масла «LUKOIL GENESIS PREMIUM» и «LUKOIL GENESIS FE» стали первыми продуктами, разработанными российским производителем, которые получили одобрение мирового лидера автомобилестроения – компании General Motors по современным требованиям GM dexos™.

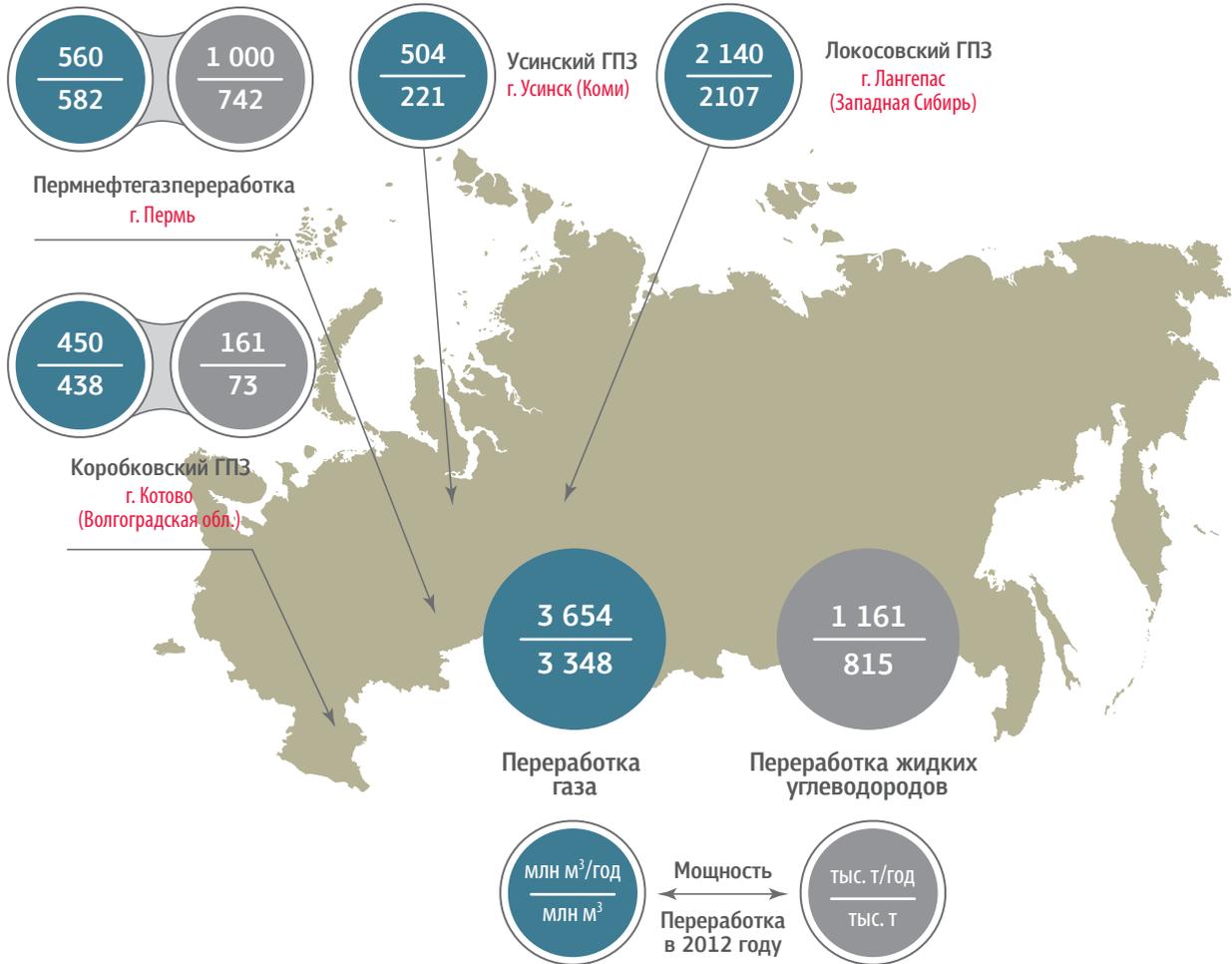
Работа с зарубежными автопроизводителями занимает особое место в деятельности Компании. Являясь производителем продукции для конечных потребителей, Компания активно развивается и как поставщик смазочных материалов для конвейерной заливки. В 2012 году результатом работы стали подписанные контракты на поставку масел серии «LUKOIL GENESIS FE» на автосборочные предприятия по производству автомобилей Opel, Chevrolet в Калининграде и на завод по производству двигателей GM Powertrain Uzbekistan в Ташкенте. В сотрудничестве с техническими специалистами компании Renault разработано новое масло «LUKOIL GENESIS RN 5W-40» для поставки на первую заливку в двигатели Renault на ОАО «АвтоВАЗ». В 2013 году планируется дальнейшее развитие работы с автопроизводителями по разработке новых продуктов, производству и поставке оригинальных масел в сервисные сети.

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.

На заводах Группы было выработано 2 652 млн м³ отбензиненного газа, 978 тыс. т сжиженных газов, 696 тыс. т ШФЛУ и 190 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин, изопентановая, пропан-бутан-пентановая и гексан-гептановая фракции).

3 348 млн м³
переработано
газового сырья

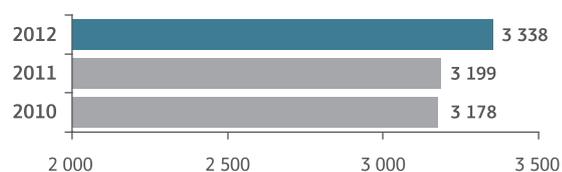
В 2012 году газоперерабатывающими заводами Группы было переработано 3 348 млн м³ газового сырья (+4,7% к уровню 2011 года) и 815 тыс. т жидких углеводородов (+9,8% к уровню 2011 года). Рост объемов газопереработки произошел из-за увеличения спроса на продукцию.

На Усинском ГПЗ начаты реконструкция сырьевой компрессорной станции и строительство установки сероочистки газа.

На Пермнефтегазпереработка планируется проведение реконструкции установки низкотемпературной конденсации и ректификации.

 [Основные факты, стр. 81](#)
[Справочник аналитика, стр. 51](#)

Переработка нефтяного и жирного газа, млн м³



Нефтехимия

Нефтехимические заводы группы «ЛУКОЙЛ»

ОРГАНИЗАЦИИ НЕФТЕХИМИИ

Саратоворгсинтез г. Саратов (Россия)

Производство нитрила акриловой кислоты, цианида натрия и другой продукции органического синтеза

Ставролен

г. Буденновск
(Ставропольский край, Россия)

Производство полиэтилена, полипропилена и другой продукции

Карпатнефтехим

г. Калуш (Украина)

Производство полиэтилена, каустической соды и другой продукции

НПЗ С НЕФТЕХИМИЧЕСКИМИ ПРОИЗВОДСТВАМИ

Нефтохим Бургас г. Бургас (Болгария)

Производство полимеров





Стратегия нефтехимического сектора направлена на получение добавленной стоимости от синергии с добычей газа и нефтепереработкой.

Компания производит на предприятиях России, Украины, Болгарии продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы. Компания удовлетворяет значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров, одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 30 стран мира.

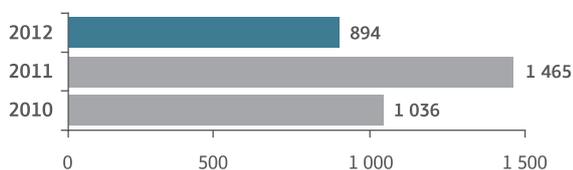
В 2012 году объем производства продукции на нефтехимических заводах группы «ЛУКОЙЛ» составил 894,4 тыс. т, что на 39,0% ниже показателя 2011 года. Снижение выпуска продукции обусловлено простоями Ставролен из-за проведения ремонтных работ и Карпатнефтехим на фоне неблагоприятной рыночной конъюнктуры.

В рамках стратегии развития нефтехимического сектора Группы «ЛУКОЙЛ» в 2012 году осуществлялись мероприятия, направленные на модернизацию существующих производств.

Так, на Саратоворгсинтез было начато проектирование второй линии цианида натрия. На базе Ставролен одним из основных проектов является создание комплекса переработки газа Северного Каспия. В 2015 году планируется ввод первой линии ГПЗ производительностью 2 млрд м³ газа и модернизация действующих установок этилена и полиэтилена. В 2012 году в рамках проекта была начата разработка проектной и рабочей документации технического перевооружения действующего производства этилена с целью максимальной переработки сжиженных газов.

 **Основные факты, стр. 83**
Справочник аналитика, стр. 57

Производство нефтехимической продукции, тыс. т



3

ЭНЕРГЕТИКА





Бизнес-сектор включает в себя все направления энергетического бизнеса, начиная от генерации и заканчивая транспортировкой и сбытом тепловой и электрической энергии.

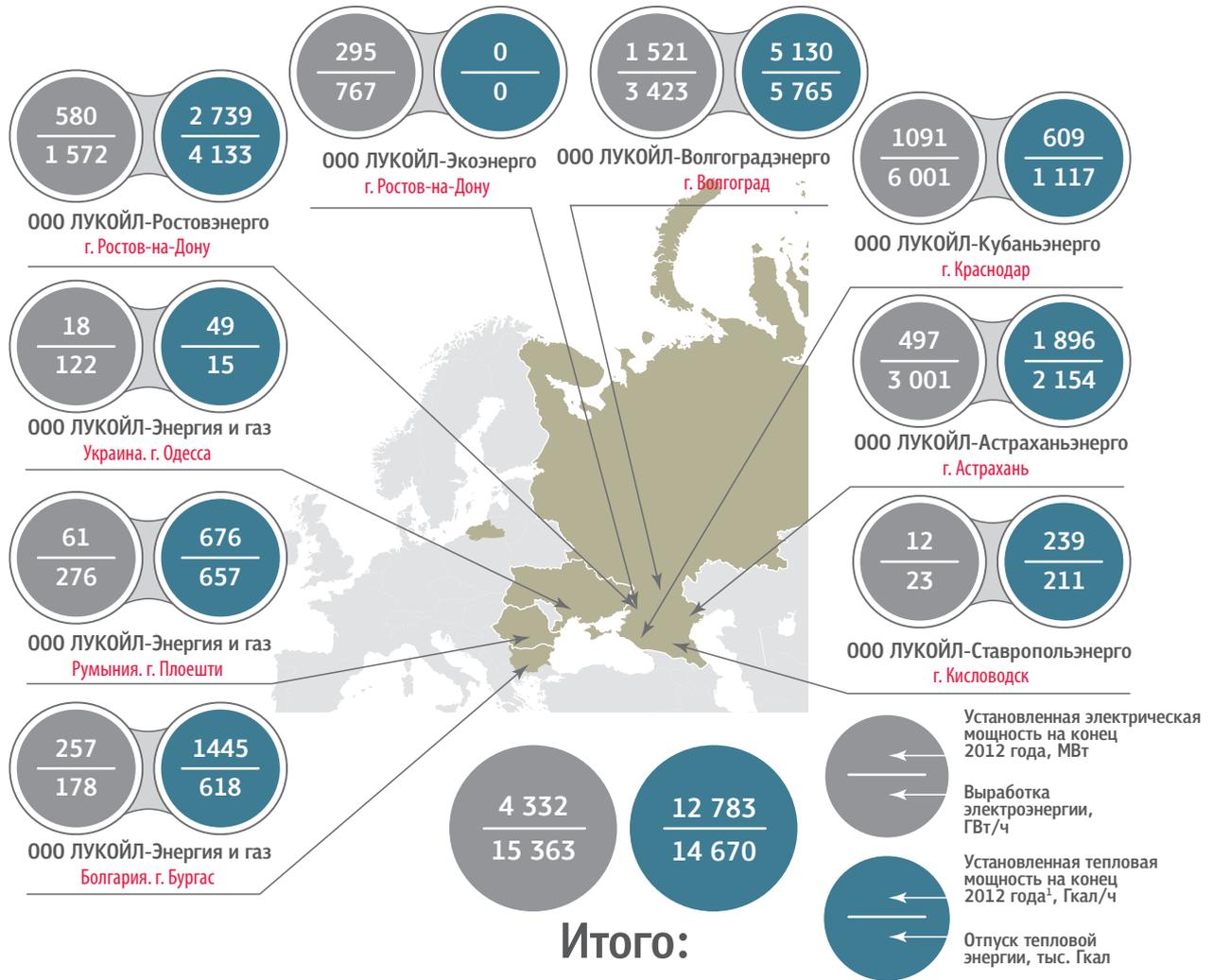
В бизнес-сектор «Электроэнергетика», ядром которого являются приобретенные в 2008 году активы ОАО «ЮГК ТГК-8», входят также организации, генерирующие электрическую и тепловую

энергию на НПЗ Группы в Болгарии, Румынии, Украине. Данный бизнес-сектор обеспечивает надежное энергоснабжение как собственных потребностей Компании (объекты генерации в бизнес-сегментах «Геологоразведка и добыча» и «Переработка и сбыт»), так и потребностей внешних потребителей тепла и электричества в Южном федеральном округе Российской Федерации.



Основные факты, стр. 86
Справочник аналитика, стр. 54

Генерирующие компании группы «ЛУКОЙЛ»


¹ С учетом котельных.

ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Общая выработка электрической энергии организациями бизнес-сектора «Электроэнергетика» в 2012 году составила 15,4 млрд кВт/ч. Общий отпуск тепловой энергии в 2012 году составил 14,7 млн Гкал, в том числе 13,4 млн Гкал в России. Объем выработки тепловой и электрической энергии определялся исходя из условий работы на рынке электроэнергии.

Основные результаты деятельности бизнес-сектора по итогам 2012 года:

- Выход ПГУ-410 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» на оптовый рынок электроэнергии и мощности;
- Выход ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» на оптовый рынок электроэнергии и мощности по Западно-Сибирскому и Нижегородскому регионам;
- Приобретение в Болгарии ВЭС «Черга» мощностью 40 МВт;
- Ввод в эксплуатацию ОРУ-110 на Краснополянской ГЭС для обеспечения надежности энергоснабжения олимпийских объектов.



МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Развитие собственной электроэнергетики на месторождениях Группы позволяет 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 661 МВт. В 2012 году на собственных электростанциях Группы было выработано 2 349 кВт/ч электроэнергии.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

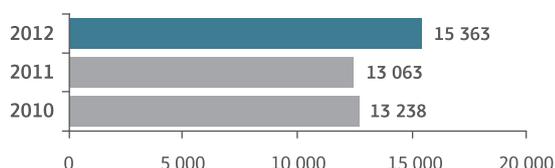
Программа энергетического менеджмента обеспечивает предприятиям наличие постоянно действующей системы, работающей над повышением энергоэффективности предприятия. До конца 2015 года предлагается ввести данную систему во всех организациях группы «ЛУКОЙЛ» и получить сертификат в соответствии со стандартом ISO 50001.

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В 2012 году группа «ЛУКОЙЛ» продолжала развивать сотрудничество в области возобновляемой энергетики с итальянской компанией ERG, имеющей большой опыт в строительстве и эксплуатации объектов возобновляемой энергетики. СП «ЛУКОЙЛ – ERG Renew» приобрело 100% румынской компании Land Power SRL, имеющей разрешение на строительство ВЭС на территории Румынии. В 2013 году планируется начало строительства ВЭС, насчитывающей 42 ветрогенератора общей установленной мощностью 84 МВт. Планируется, что ВЭС будет ежегодно производить свыше 200 тыс. МВт/ч.

Кроме того, в отчетном году было завершено приобретение у компании Raiffeisen Energy Environment двух ВЭС в Болгарии – «Kavarna» (32 МВт) и «Long Man» (8 МВт). На ВЭС установлено 20 ветровых турбин компании «Vestas» мощностью 2 МВт каждая. В 2012 году общая выработка составила 101 882 МВт/ч (121% от годового планового показателя).

Выработка электроэнергии, млн кВт/ч



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**

Развитие собственной транспортной инфраструктуры значительно снижает инфляцию издержек.

Так, эффект от использования транспортно-логистических объектов группы «ЛУКОЙЛ» в 2012 году для транспортировки российских нефти и нефтепродуктов на экспорт в сравнении с альтернативными маршрутами поставок в текущих рыночных условиях оценивается в размере 650 млн долл.

Значимым событием Компании в 2012 году по транспортировке добытой нефти стало завершение строительства межпромышленного нефтепровода «Харьяга–Южное Хыльчюю». Ввод в эксплуатацию нефтепровода позволит сократить сроки окупаемости затрат на строительство Варандейского терминала благодаря существенному повышению его загрузки. Кроме этого, Компания сможет снизить затраты на транспортировку нефти по Балтийской трубопроводной системе. Будет снята также часть нагрузки с межпромышленного нефтепровода Харьяга–Уса и магистральных нефтепроводов Уса–Ухта и Ухта–Ярославль,

которые в настоящее время эксплуатируются на пределе пропускной способности.

Было завершено строительство головной компрессорной станции системы транспорта газа с месторождений Большехетской впадины. В настоящее время ведутся пусконаладочные работы.

Основные факты, стр. 93

Расширяя собственную транспортную инфраструктуру, в 2012 году ЛУКОЙЛ запустил в эксплуатацию в порту Барселоны новый нефтепродуктовый терминал, с помощью которого Компания сможет осуществлять на территории Испании реэкспорт и дистрибуцию дизельного и реактивного топлива, а также биотоплива. Резервуарный парк превращает терминал в крупный средиземноморский хаб по перевалке нефтепродуктов общей мощностью в 1 млн м³.

Основные факты, стр. 92

Нефтепровод «Харьяга–Южное Хыльчюю»

ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общая протяженность – 158 км.
Производительность – 4 млн т/год.

НАЗНАЧЕНИЕ

Нефтепровод предназначен для транспортировки товарной нефти с терминала «Север-ТЭК» (Харьяга) на пункт сдачи-приема нефти «Южное Хыльчюю» с последующей сдачей нефти в межпромышленный нефтепровод «Южное Хыльчюю–Варандей».

ТЕХНОЛОГИИ

На нефтепроводе «Харьяга–Южное Хыльчюю» применена система обнаружения утечек LeakSPY, которая успешно зарекомендовала себя при эксплуатации на других объектах трубопроводного транспорта. На подземных участках трубопровода установлена антикоррозионная изоляция усиленного типа. Надземные участки трубопровода обеспечены усиленной тепловой изоляцией. В процессе эксплуатации нефтепровода будет осуществляться регулярная внутритрубная диагностика.



Сорт нефти	Плотность API	Сернистость	Коэффициент перевода из тонн в баррели
Харьяга	39	0,3%	7,6
Brent	39	0,4%	7,6
Urals	31	1,2%	7,2

Реализация нефти

Суммарный объем реализации нефти Компанией, включая поставки для переработки на собственных и привлеченных НПЗ, в 2012 году составил 105 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 Компанией нефти по-прежнему являлась ее переработка на российских НПЗ. Объем поставок нефти на НПЗ Группы в России в 2012 году составил 44,4 млн т.

Кроме того, осуществлялась покупка 162 тыс. т нефти у третьих лиц с поставкой на Нижегородский и Ухтинский НПЗ. Это позволило перераспределить собственный ресурс Группы на наиболее эффективные экспортные направления.

Поставки сырья на зарубежные НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», на комплексе ISAB и НПЗ Zeeland в 2012 году составили 21,6 млн т, что на 10,1% выше по сравнению с 2011 годом в основном из-за увеличения доли в НПЗ ISAB. Поставки нефти на переработку на сторонние заводы составили 2,66 млн т, многократно увеличившись по сравнению с 2011 годом в результате роста переработки на НПЗ в Белоруссии.

На внутреннем рынке в 2012 году было реализовано 4,5 млн т нефти, что на 1,7% больше, чем в 2011 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 2012 году составил 34,7 млн т. Доля поставок через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть» увеличилась до 87,7% в основном из-за снижения добычи на Южно-Хыльчующем месторождении, поставки с которого осуществляются через собственный терминал в Варандее.

Через собственные терминалы было экспортировано 4,2 млн т нефти, в том числе через Варандейский терминал – 3,2 млн т, через порт Светлый – 1,0.

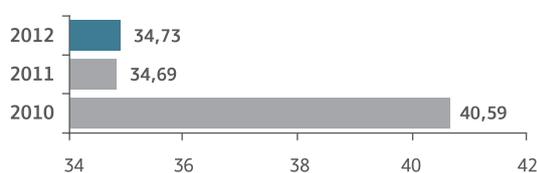
На международном рынке (с учетом экспорта) было реализовано 34,7 млн т нефти, из них 4,3 – в странах ближнего зарубежья и 30,4 – в странах дальнего зарубежья. Общий объем реализации нефти на российском и международном рынках в 2012 году составил 39,2 млн т, что на 18,8% ниже уровня 2011 года.

 [Основные факты, стр. 94](#)
[Справочник аналитика, стр. 62](#)

Структура реализации нефти, %



Экспорт нефти из России, млн т



¹ Включая нефтепродукты, поставляемые на ISAB и Zeeland.

Реализация газа

В 2012 году объем реализации природного, попутного нефтяного и отбензиненного сухого газа группой «ЛУКОЙЛ» составил 19 934 млн м³, что на 10,5% выше уровня 2011 года.

В том числе Группа реализовала 9 646 млн м³ газа в адрес ОАО «Газпром» и его аффилированных лиц (включая более 8,0 млрд м³ природного газа с Находкинского месторождения Компании) и 4 611 млн м³ газа прочим потребителям (включая поставки на ГПЗ Группы).

В результате роста доли и цен по высокоэффективным поставкам конечным потребителям средневзвешенная цена реализации газа выросла по сравнению с 2011 годом на 29% и составила около 1 665 руб./тыс. м³ (1 590 руб./тыс. м³ в адрес ОАО «Газпром» и 1 857 руб./тыс. м³ в адрес конечных потребителей).

Взаимодействие с ОАО «Газпром»

В 2011 году было 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. Соглашение позволяет с 2012 года индексировать цены поставки газа в соответствии с темпами и сроками изменения средней регулируемой оптовой цены на газ для всех категорий потребителей Российской Федерации (кроме населения).

Структура реализации газа Компанией в России, включая поставки на ГПЗ Группы, млн м³



Ранее газ поставлялся по фиксированной цене без индексации. 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 газотранспортную систему (ГТС) и поставит аналогичные объемы газа по схемам замещения в организации группы «ЛУКОЙЛ».

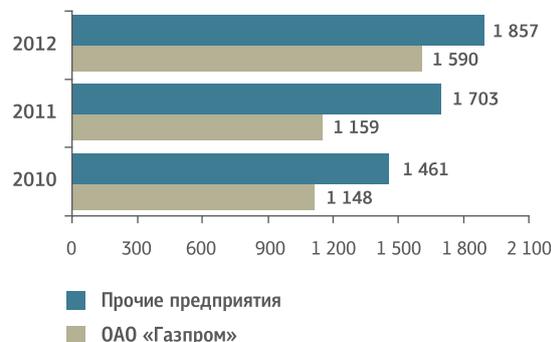
В 2012 году был подписан Протокол, по которому с 4 квартала 2012 года региональные компании по реализации газа ОАО «Газпром» осуществляют поставку дополнительных объемов газа для организаций энергетики группы «ЛУКОЙЛ» по цене ФСТmin без применения повышающего коэффициента.

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.

Поставка попутного нефтяного газа

Подписан долгосрочный (2013 – 2022) договор с ОАО «Э.ОН Россия» на поставку попутного нефтяного газа на Яйвинскую ГРЭС в объеме около 2,4 млрд м³ из ресурсов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», что позволит в значительной степени решить вопрос утилизации попутного нефтяного газа в Пермском крае.

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



Газовый баланс

«Реализация газа // Газовый баланс»

РОССИЯ

Природный газ



Попутный газ



ЗАРУБЕЖЬЕ

Природный газ

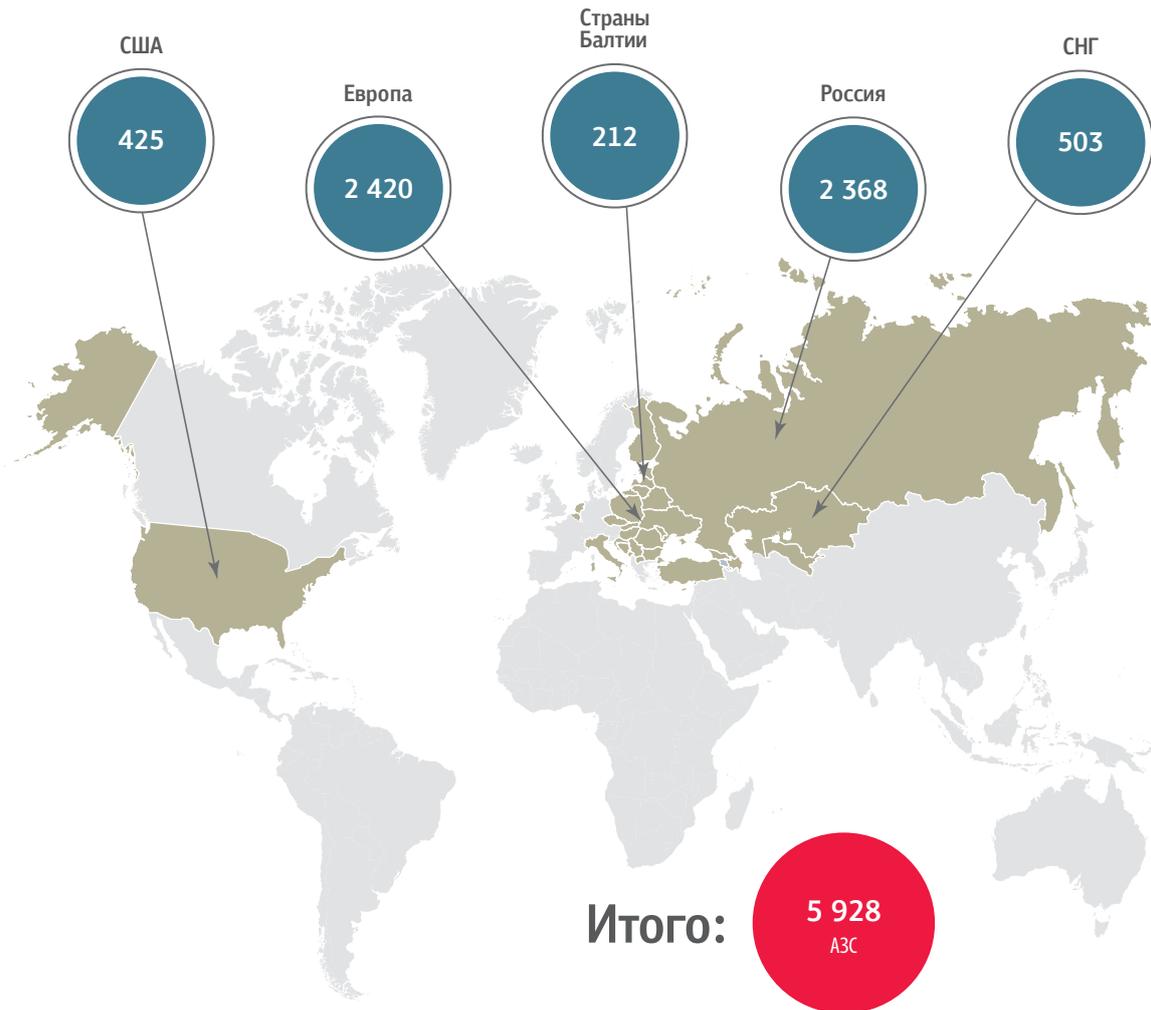


Попутный газ



Сбыт нефтепродуктов

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» (количество АЗС)



ОПТОВАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИЕЙ

В 2012 году на **внутреннем рынке** оптовым покупателям было реализовано 11,6 млн т нефтепродуктов, что на 5,6% больше по сравнению с 2011 годом.

Экспорт нефтепродуктов в 2012 году уменьшился на 6,2%, до 22,5 млн т, при одновременном увеличении поставок средних дистиллятов на внутренний рынок РФ. Структура экспорта в отчетном году осталась без изменений: 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 2012 году по-прежнему оставался железнодорожный транспорт. Этим видом транспорта было экспортировано около 77% нефтепродуктов. В частности, перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом осуществлялись до терминала

в Высоцке. В 2012 году через терминал было отгружено 10,5 млн т нефтепродуктов, в том числе 0,01 млн т вакуумного газойля, 2,0 млн т дизельного топлива и 6,9 млн т мазута.

Экспорт нефтепродуктов в отчетном году осуществлялся также водным и трубопроводным транспортом, на долю которых приходилось 13 и 10% экспорта Компании соответственно.

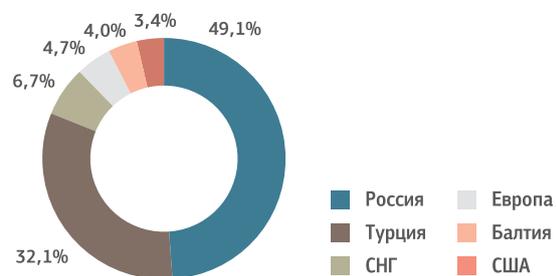
Группа «ЛУКОЙЛ» активно развивает сегмент **международной торговли** нефтепродуктами, увеличивая масштабы и географическую диверсификацию этой деятельности. Торговые офисы группы «ЛУКОЙЛ» расположены в 9 странах мира. Компания осуществляет поставки нефти и нефтепродуктов на рынки Европы, США, Азиатско-Тихоокеанского 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.

 [Справочник аналитика, стр. 63](#)

Структура экспорта нефтепродуктов, %



Структура реализации собственных нефтепродуктов Компанией в 2012 году (опт и розница)



БУНКЕРОВКА

Около

30 %
 доля Группы в общих объемах поставки бункеровочного топлива на российский рынок

ООО «ЛУКОЙЛ-БУНКЕР» – дочернее общество ОАО «ЛУКОЙЛ», которое специализируется на снабжении судов топливом в морских и речных портах России, а также на оптовых поставках судовых топлив. Объем судовой бункеровки в 2012 году увеличился на 17% по сравнению с 2011 годом и составил около 2,5 млн т.

В настоящее время Компания ведет бункерную деятельность в портах пяти регионов Российской Федерации. Основные места бункеровки флота – порты Балтийского, Баренцева, Черного морей, внутренние водные пути России.



Основные факты, стр. 98

АВИАБУНКЕРОВКА

Около

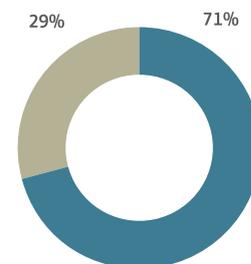
26 %
 доля Группы в общих объемах поставки авиационного топлива на российский рынок

ООО «ЛУКОЙЛ-АЭРО» – дочернее общество ОАО «ЛУКОЙЛ», осуществляющее поставки авиакеросина преимущественно «в крыло» в аэропортах России и за рубежом через сеть собственных дочерних компаний или по договорам со сторонними топливозаправочными компаниями. Объем заправки «в крыло» в 2012 году вырос на 16% по сравнению с 2011 годом и составил 1,3 млн т.

ООО «ЛУКОЙЛ-АЭРО» управляет всеми ресурсами авиакеросинов, производимых на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» в Нижнем Новгороде, Волгограде, Перми, Ухте. Кроме того, для удовлетворения запросов своих потребителей в случаях недостаточного производства авиатоплива на НПЗ Группы Компания осуществляет закупки продукции у третьих лиц для дальнейшей ее реализации.

Основными потребителями ООО «ЛУКОЙЛ-АЭРО» на протяжении многих лет являются крупнейшие авиакомпании и предприятия гражданской авиации России.

Заправка «в крыло»



■ В России
 ■ За рубежом

РОЗНИЧНАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

9,1 т/сут
 объем среднесуточной реализации на одну АЗС

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2013 года охватывала 27 стран, включая Россию, страны СНГ и Европы, а также США, и насчитывала 183 нефтебазы с общей резервуарной емкостью 2,7 млн м³ и 5 928 автозаправочных станций (включая АЗС, работающие по договорам франчайзинга).

Объем розничных продаж нефтепродуктов и продуктов газопереработки через собственные и арендованные АЗС в 2012 году составил 15,9 млн т, что на 1,1% выше уровня 2011 года.

Увеличение объемов розничной реализации нефтепродуктов и продуктов газопереработки было достигнуто за счет роста объемов продаж на российском рынке (+6,5% по сравнению с показателем 2011 года), вызванного увеличением спроса на высококачественное топливо вследствие стремительного роста автопарка в России.

Инвестиции в развитие розничной сбытовой сети в 2012 году составили 388 млн долл.

В 2012 году было продолжено исполнение программы по развитию сбытовой сети и реализации сжиженных и сжатых газов. Общий объем реализации этой продукции группой «ЛУКОЙЛ» составил 910 тыс. т, что на 2,1% выше уровня 2011 года.

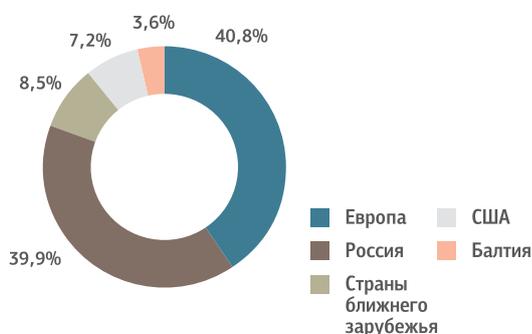
Оптимизация сбытовой сети

В отчетном году Компания продолжила мероприятия по оптимизации сбытовой сети с целью снижения затрат и повышения эффективности. В Европе и странах СНГ были оптимизированы 93 АЗС (38 АЗС переданы в аренду, 8 ликвидированы, 39 переданы в дилерское управление, 8 проданы). В России были оптимизированы 46 АЗС (19 АЗС переданы в аренду, 3 ликвидированы, 24 проданы) и 6 нефтебаз (1 передана в аренду, 3 проданы, 2 законсервированы). В то же время продолжилось строительство и приобретение высокоэффективных станций и реконструкция уже имеющихся. В частности, в Европе и странах СНГ были построены 7 новых АЗС, 61 приобретена и 92 реконструированы. В России в отчетном году построены и введены в эксплуатацию 28 новых АЗС, реконструированы 73 действующие и приобретены 43.

Безналичный расчет

В отчетном году Компания продолжила развитие системы безналичных расчетов на АЗС с использованием топливных карт «ЛИКАРД». По состоянию на 1 января 2013 года сеть АЗС, оборудованных для приема топливных карт «ЛИКАРД», в России составила 2 738 АЗС (включая франчайзинговые). За рубежом оборудованием системы «ЛИКАРД» оснащены 1 004 АЗС. Всего через систему «ЛИКАРД» в 2012 году реализовано свыше 6,3 млн т нефтепродуктов на сумму свыше 6,1 млрд долл., в том числе на территории РФ по всем типам карт около 4,6 млн т нефтепродуктов.

Сбытовая сеть ОАО «ЛУКОЙЛ»



Поощрение клиентов

С середины 2010 года Компания реализует Программу поощрения своих клиентов. На территории РФ по состоянию на 1 января 2013 года Программой охвачено около 2,9 млн участников. Общая реализация топлива по картам поощрения в 2012 году составила около 2 млн т нефтепродуктов.

Продажа нетопливных товаров

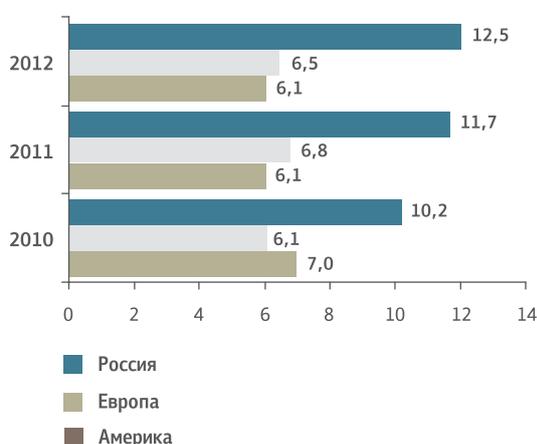
Выручка от реализации нетопливных товаров и услуг на АЗС Компании в России в отчетном году составила 253 млн долл., что на 9% выше показателя 2011 года. В Европе и СНГ – 456 млн долл. Компания планирует увеличивать сопутствующую выручку посредством активной маркетинговой деятельности, оптимизации ассортимента товаров, совершенствования системы быстрого питания на АЗС, путем расширения спектра дополнительных услуг, сотрудничества с крупными поставщиками, использования лучших торговых практик, повышения качества обслуживания клиентов.

Топлива «ЭКТО»

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. В 2012 году планируется выход на рынки Азербайджана и Черногории. Общий объем реализации топлив «ЭКТО» (дизельного топлива и автобензина) за рубежом в 2012 году составил около 1 млн т, топлива реализовывались более чем на 1 128 АЗС.

[Основные факты, стр. 96](#)
[Справочник аналитика, стр. 64](#)

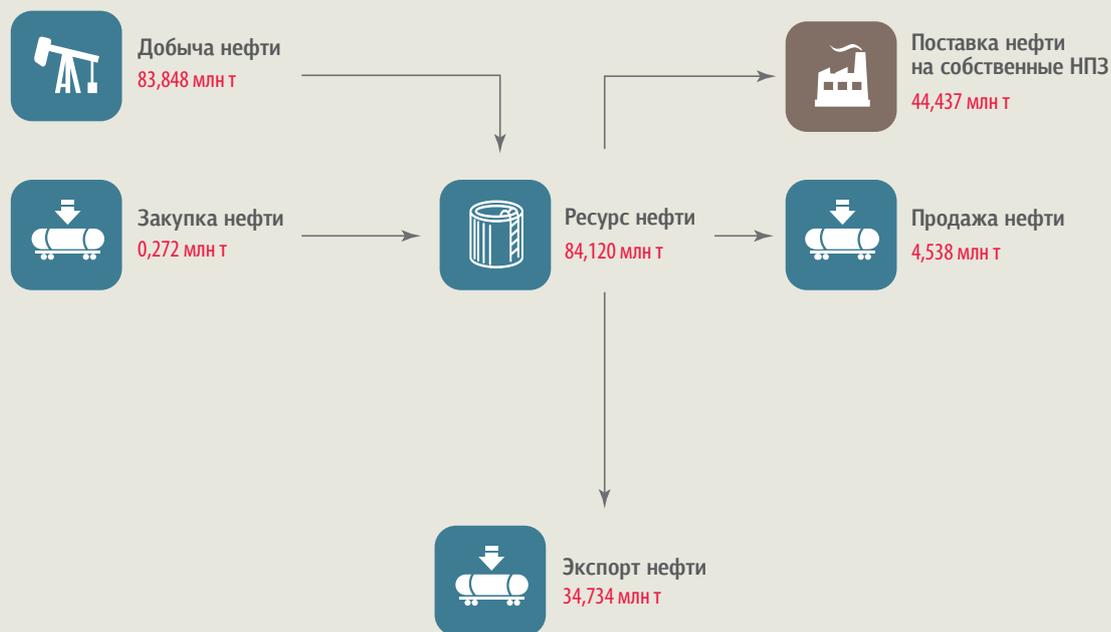
Средняя реализация нефтепродуктов на одну АЗС Группы, т/сут



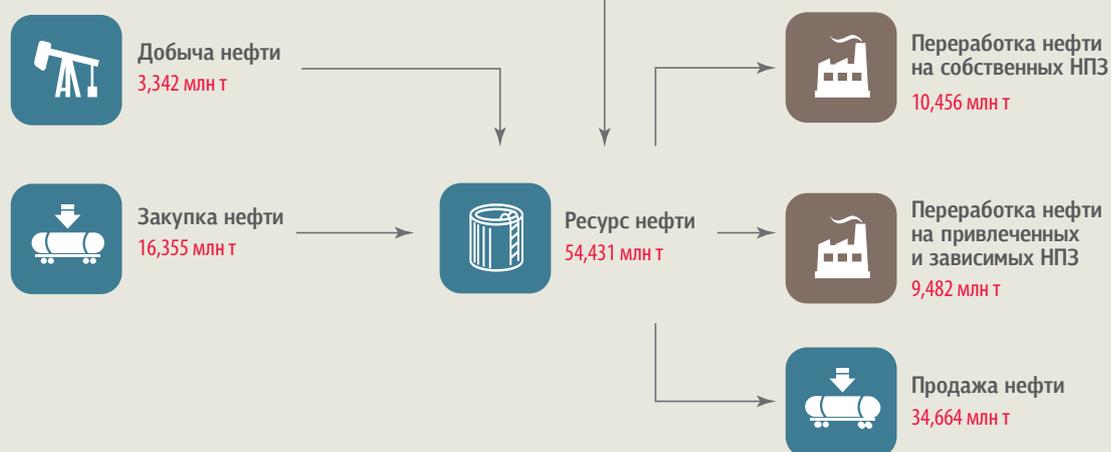
Товарный баланс дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ»

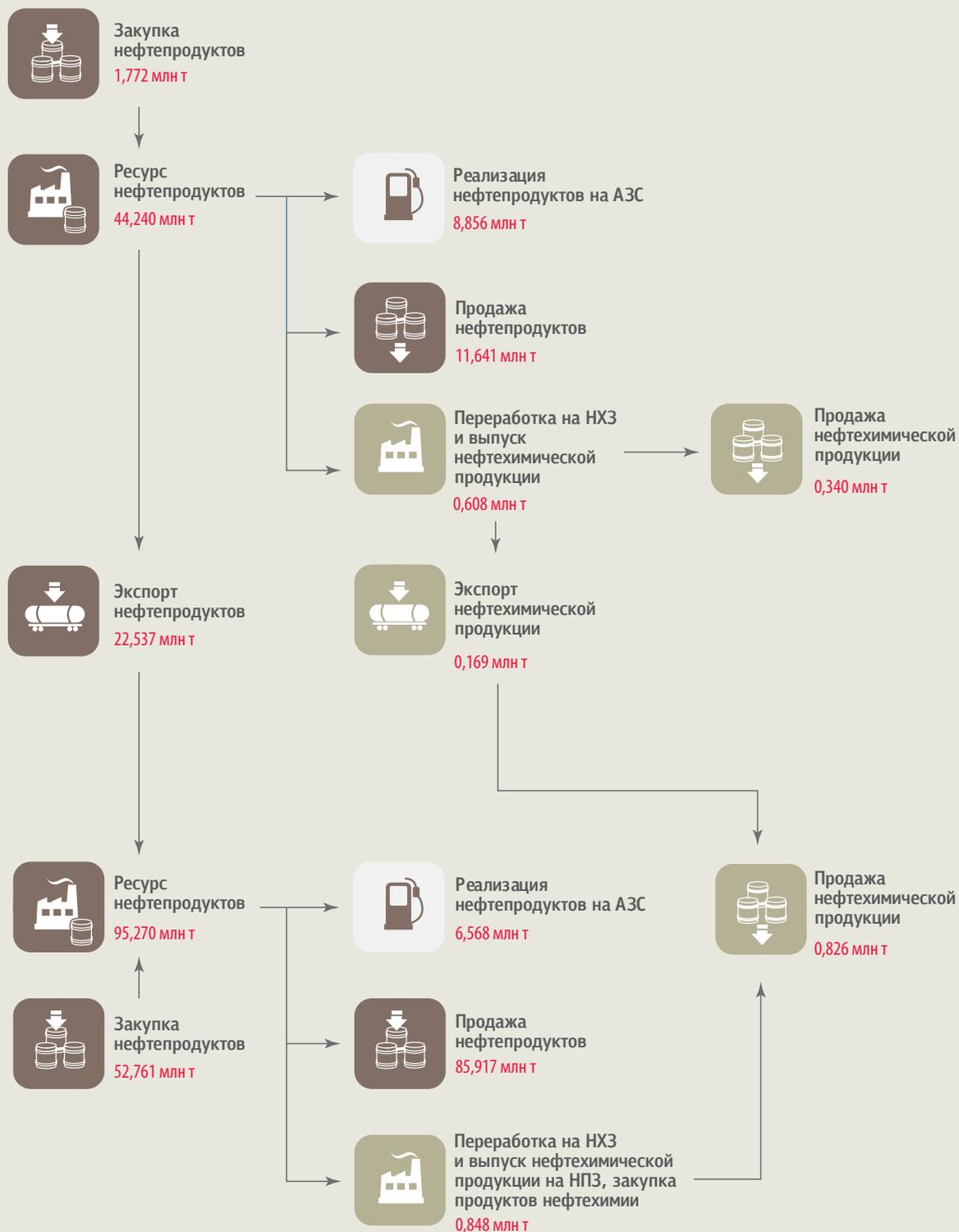
<< Объем нефтепродуктов // Товарный баланс дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» >>

РОССИЯ



ЗАРУБЕЖЬЕ





5

ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ





Более

157 млн долл.
**объем финансирования
 научно-технических работ
 в 2012 году**

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

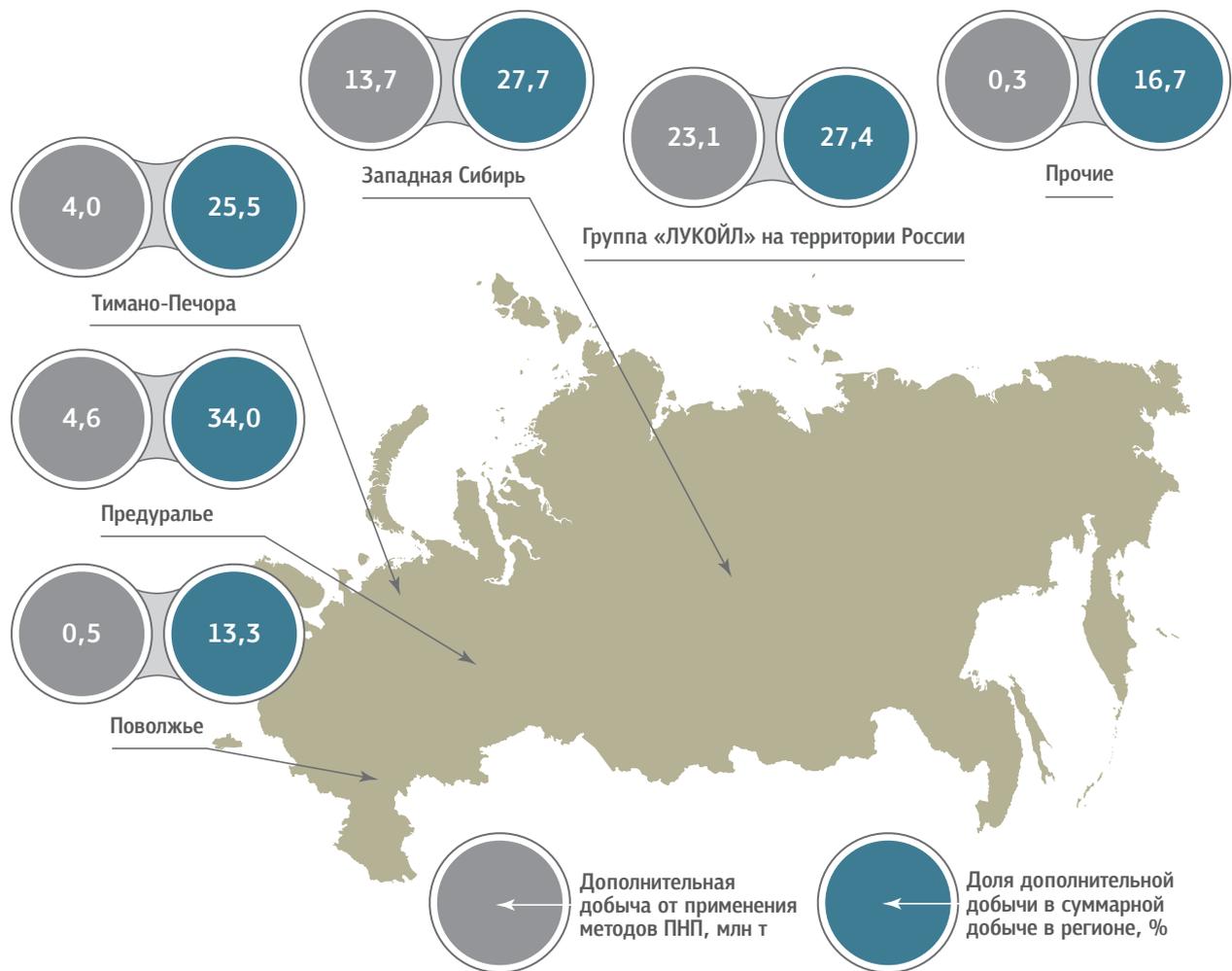
В рамках взаимодействия ОАО «РИТЭК» и Фонда «Сколково» в 2012 году на рассмотрение был представлен проект «Создание

инновационного технического комплекса для увеличения нефтеотдачи пластов на основе интеграции тепловых и газовых методов». Для реализации проекта была создана дочерняя структура ОАО «РИТЭК» – ООО «РИТЭК-ИЦ», которой в 2012 году был присвоен статус участника Фонда «Сколково».

В 2012 году Группа продолжала активно сотрудничать с государственной «Российской корпорацией нанотехнологий» (далее – РОСНАНО) в области коммерциализации нанотехнологий, перспективных для нефтегазовой промышленности. Так, с целью инновационной деятельности в сфере освоения трудноизвлекаемых запасов Баженовской Свиты в течение отчетного года ОАО «РИТЭК» проводило с РОСНАНО совместные работы. Кроме того, в рамках развития инновационной деятельности в сфере переработки попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды были проведены испытания технологии «Мини-GTL».

Технологии в сфере геологоразведки и добычи

Эффект от применения методов ПНП в России



ЛУКОЙЛ – лидер российской нефтегазовой отрасли по эффективному применению новых технологий в добыче

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.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ

В 2012 году не только расширены регионы и объемы внедрения технологий, но и адаптированы к объектам в карбонатных и терригенных пластах технологии, обеспечивающие максимальный контакт с коллектором, и технологии заканчивания горизонтальных скважин с МГРП. Высокая эффективность этих технологий в 2012 году отмечается в регионах Пермского Предуралья, Республики Коми, на газовых проектах Западной Сибири.

К прорывным технологиям, внедренным в 2012 году, относится бурение горизонтальных скважин с МГРП. По итогам 2012 года введено 99 скважин с МГРП. Средний дебит нефти – 43,5 т/сут. Если в 2011 году технология МГРП применялась только в Западной Сибири, то в 2012 году она

применялась и на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Кроме того, при строительстве новых скважин активно привлекались современные технические разработки в области «нижнего» заканчивания скважин. Так, на месторождении им Ю. Корчагина для предупреждения прорывов газа добывающие скважины оборудованы пассивными системами регулирования притока (ResFlow).

Для обеспечения постоянного мониторинга процесса разработки велась планомерная работа по оснащению скважин оптоволоконными системами (ОВС). На данный момент этими системами оснащены несколько скважин пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, скважина 113 месторождения им. Ю. Корчагина, другие скважины.

 Справочник аналитика, стр. 24

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

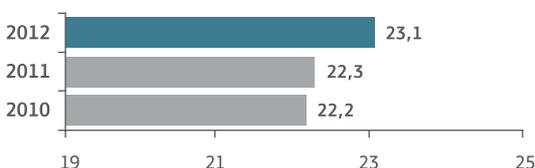
27 % нефти в России добывается за счет применения различных технологий ПНП

Одним из важнейших результатов деятельности Компании в сфере развития технологий является активное применение методов интенсификации добычи нефти и ПНП. Эти методы позволяют существенно увеличивать извлекаемые запасы и

Применяемые технологии, количество мероприятий, шт.



Дополнительная добыча от применения технологий ПНП в России, млн т



добычу нефти, вовлекать в промышленную разработку запасы высоковязкой нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки месторождений. Компания применяет физические, химические, гидродинамические и тепловые методы воздействия на продуктивные пласты.

В 2012 году Группа выполнила 5 605 операций ПНП, что на 15% выше уровня предыдущего года. В отчетном году дополнительная добыча за счет применения в России методов ПНП составила 23,1 млн т. Основной объем дополнительной добычи (более 15,1 млн т) получен за счет физических методов, в первую очередь за счет ГРП.

В 2012 году на месторождениях Группы проведены 867 операций ГРП со средним приростом дебита нефти 8,1 т/сут.

За счет других методов ПНП – гидродинамических, тепловых, химических, интенсификации добычи было добыто почти 8 млн т нефти. В 2012 году продолжилось активное внедрение новейших химических технологий (были проведены 1 602 операции против 1 417 в 2011 году).

Высокоэффективным методом ПНП является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное использование этого метода. Так, на месторождениях Компании в 2012 году пробурено 377 боковых стволов со средней эффективностью 16,7 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 участках бурения вторых стволов. Следует отметить, что бурение

вторых стволов применяется в основном на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти.

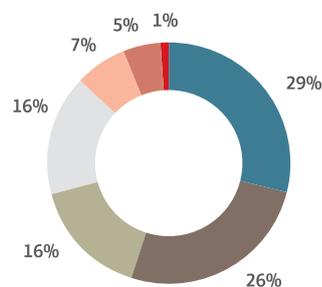
ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Компания динамично разрабатывает и использует новые технологии добычи высоковязких нефтей. В настоящее время Правительство стимулирует добычу высоковязких нефтей, делая ее более рентабельной за счет применения льготного налогообложения. 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.

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения разрабатывается по технологиям площадного паротеплового воздействия и пароциклического воздействия на пласт. В 2012 году было завершено строительство скважин и начата закачка теплоносителя по опытному элементу разработки. Продолжается реализация программы опытно-промышленных работ по строительству в юго-восточной части месторождения горизонтальных нагнетательных и наклонно-направленных добывающих скважин с заканчиванием выше природного экрана – репера R-4.

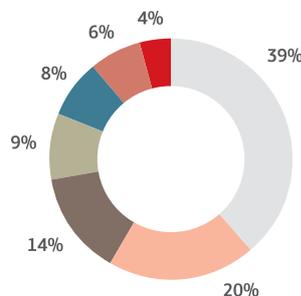
Ярегское месторождение разрабатывается по термощахтной технологии. Добыча на месторождении осуществляется в основном шахтным способом. На месторождении успешно завершены работы по внедрению горнопроходческих комбайнов для подготовки к разработке уклонных блоков шахт, что позволяет значительно сократить расходы на их строительство.

Структура методов ПНП, использованных группой «ЛУКОЙЛ» (2012)



Химические методы
 Интенсификация добычи нефти
 Гидродинамические методы
 Гидроразрыв пласта

Структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПНП (2012)



Вторые стволы
 Прочие физические технологии
 Тепловые методы

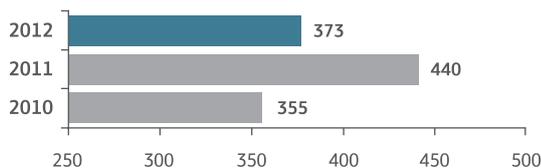
Компанией «Сайнтифик Дриллинг Контролз Лимитед» впервые выполнены работы по исследованию 125 подземных скважин месторождения. По результатам разработана и реализуется программа РИР (изоляция водопритока).

В 2012 году введены под закачку пара пять нагнетательных скважин на ОПУ-5 Лыаельской площади, что позволило впервые в мире реализовать проект встречного термогравитационного дренирования пласта. Дальнейшее внедрение этого проекта позволит вовлечь в разработку до 16,4 млн т нефти.

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

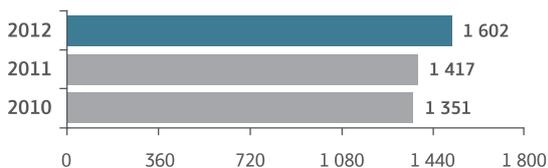
В 2012 году нефтегазодобывающие организации группы «ЛУКОЙЛ» ввели добычу нефти и газа на 369 месторождениях, расположенных на территории Российской Федерации.

Число актуализированных геолого-гидродинамических моделей по месторождениям, шт.



Мониторинг процессов разработки, выбор оптимального комплекса и эффективности геолого-технических мероприятий для выработки запасов проводятся с использованием геолого-гидродинамического моделирования. Моделирование позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и снизить затраты на разработку месторождений. Так, несмотря на то, что запасы в традиционных регионах давно находятся в разработке, Компании удается 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, следствие продолжающейся работы по совершенствованию технологий заканчивания скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Применение химических методов, скв.



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.

С июля 2012 года все российские НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» перешли на выпуск автобензинов в соответствии со спецификацией Евро-5 в полном объеме, что обеспечило экономию на дифференциации акцизов в 2012 году.

В настоящее время Компания проводит работы по строительству нового оборудования и модернизации НПЗ. Так, в 2012 году на Ухтинском НПЗ завершились работы по модернизации реакторного блока ГДС-850, а также печного блока установки каталитического риформинга.

Это позволило увеличить мощности обеих установок до 1,1 и до 0,4 млн т/год соответственно. На Нижегородском НПЗ в 2012 году была завершена реконструкция АВТ-5. На Волгоградском НПЗ в 2012 году была внедрена система улучшенного управления на установке изомеризации, позволяющая увеличить выход товарной продукции.

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

ЛУКОЙЛ 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.



Информационные технологии

Более

14

тыс.

пользователей ИСУ

Мы придаем большое значение использованию технологий, направленных на повышение эффективности не только операционной, но и управленческой деятельности.

С этой целью было проведено расширение функциональности всех информационных систем, разработанных в интересах организаций группы «ЛУКОЙЛ», осуществлено распространение их на большее число организаций Группы.

Последовательно создавая и развивая интегрированную систему управления (ИСУ), к концу 2012 года на базе решений SAP мы осуществили внедрение 24 модулей в 114 организациях. 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 корпоративной системы управления. Разработана модель системы процессно-функционального управления группой «ЛУКОЙЛ», представляющая собой совокупность взаимосвязанных бизнес-процессов Группы.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

69

ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА
ТРУДА

72

ПЕРСОНАЛ И
СОЦИАЛЬНЫЕ
ПРОГРАММЫ

73

СПОНСОРСКАЯ И
БЛАГОТВОРИТЕЛЬНАЯ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

76

6

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ





Охрана окружающей среды

Стратегия 2012–2021 предполагает:

- 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
- полную ликвидацию «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



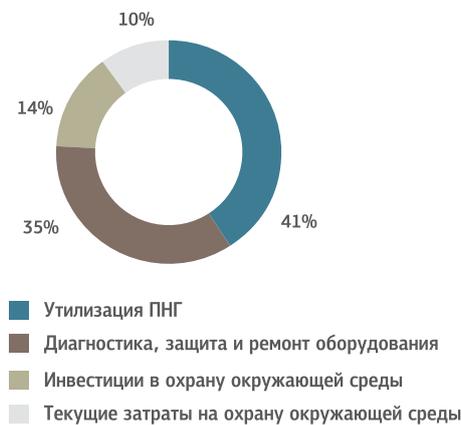
Понимая степень ответственности перед обществом за рациональное использование природных ресурсов и сохранение благоприятной экологической ситуации, ЛУКОЙЛ в своей работе руководствуется самыми высокими стандартами охраны окружающей среды и обеспечения промышленной безопасности.

Более

754 млн долл.
на экологическую
безопасность

Значительная доля этих средств была направлена на охрану атмосферного воздуха (более 50%), в том числе на повышение утилизации ПНГ, а также предупреждение и ликвидацию последствий аварийных ситуаций (35%).

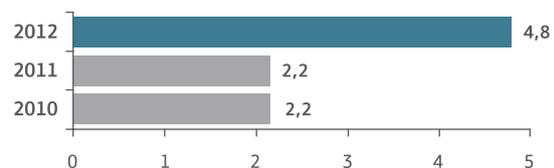
Структура затрат на охрану окружающей среды в 2012 году



По итогам 2012 года практически во всех бизнес-секторах Компании было отмечено сокращение удельных показателей воздействия на окружающую среду:

- Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 14%. В основном это обусловлено реализацией мероприятий целевой корпоративной программы по повышению уровня использования ПНГ и соответственно объемом его сжигания на факелах;
- Сокращение площади загрязненных земель на 17% за счет работ по рекультивации загрязненных участков;
- Сокращение количества происшествий с экологическим ущербом на 12,5%. Практически все произошедшие аварии обусловлены отказами на трубопроводном транспорте. Для их минимизации проводится капитальный ремонт трубопроводов.

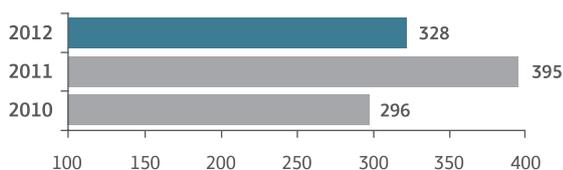
Сброс загрязненных сточных вод, млн м³



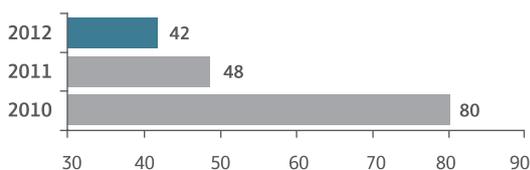
Обеспечение экологической безопасности в организациях группы «ЛУКОЙЛ» в 2012 году осуществлялось за счет проведения ряда мероприятий. В том числе:

Область	Основные мероприятия в 2012 году
рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов	<ul style="list-style-type: none"> диагностика и капитальный ремонт (905 км, +36% к уровню 2011 года) трубопроводного транспорта, а также осуществление его ингибиторной защиты, строительство систем предварительного сброса и утилизации пластовой воды, ревизия переходов трубопроводов через водные объекты, очистка загрязненных грунтовых вод из дренажных систем, модернизация действующих и строительство новых очистных сооружений.
сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	<ul style="list-style-type: none"> модернизация и строительство объектов, повышающих уровень использования нефтяного газа, модернизация и строительство новых парогазовых установок на объектах электроэнергетики с повышенным КПД, замена оборудования, направленная на сокращение выбросов загрязняющих веществ, – замена сальниковых уплотнителей на торцевые, модернизация и замена технологических печей, замена насосного оборудования, оптимизация применяемых технологий: своевременная регулировка режимов горения печей, котлов и др.
утилизация накопленных нефтесодержащих отходов	<ul style="list-style-type: none"> увеличение объема работ по обезвреживанию отходов подрядными организациями, строительство комплекса по переработке нефтесодержащих отходов, строительство полигонов утилизации промышленных отходов.
предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов	<ul style="list-style-type: none"> рекультивация нарушенных и загрязненных нефтью земель (2 464 и 159 га соответственно), диагностика и капитальный ремонт трубопроводного транспорта, его ингибиторная защита.
сохранение биоразнообразия	<ul style="list-style-type: none"> финансирование компенсационных работ по воспроизводству рыбных ресурсов, проведение целевого мониторинга компонентов окружающей среды.

Площадь загрязненных земель, га



Количество аварий с экологическим ущербом, шт.



Промышленная безопасность и охрана труда

Обеспечение безопасных и комфортных условий труда – один из важнейших приоритетов Компании.

Главным результатом выполнения организационных и технических мероприятий в этом направлении явилось отсутствие рабочих мест с опасными (экстремальными) условиями труда.

В 2012 году были улучшены условия труда на 5 952 рабочих местах. Произошло снижение (на 12,5% по сравнению с 2011 годом) количества микротравм, полученных работниками Компании, в 2,7 раза сократилось количество зарегистрированных профессиональных заболеваний.

В отчетном году было проведено 56 командно-штабных учений и тренировок, 72 комплексных учения, 177 тактико-специальных учений, а также более 150 учений и тренировок по ликвидации возможных разливов нефти и нефтепродуктов.

Осуществление комплекса планово-предупредительных мероприятий позволило не допустить в группе «ЛУКОЙЛ» чрезвычайных происшествий. Регулярное проведение учений и тренировок на морских и речных терминалах Группы, 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.

Структура расходов по программе промышленной безопасности в 2012 году

Мероприятия	%
Обеспечение решения поставленных задач на современном научно-техническом уровне	0,2
Обучение, подготовка и повышение уровня квалификации работников в области промышленной безопасности и охраны труда	2,0
Приведение рабочих мест в соответствие с нормативными требованиями	4,8
Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты и создание надлежащих санитарно-бытовых и лечебно-профилактических условий	13,3
Организация охраны здоровья работников в соответствии с государственными и корпоративными стандартами	4,9
Совершенствование управления промышленной и пожарной безопасностью и охраной труда. Нормативно-правовое и организационное обеспечение	4,2
Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций	33,4
Приведение объектов в соответствие с нормативными требованиями к промышленной, пожарной безопасности и охране труда «ЛУКОЙЛ»	37,2

Количество несчастных случаев, чел.



Общее количество пострадавших, чел.



Персонал и социальные программы

Скоординированная работа высококлассной команды профессионалов международного уровня сделала ЛУКОЙЛ одним из лидеров отрасли

Более

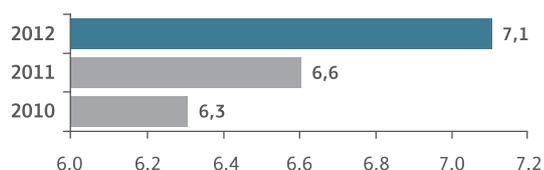
112 тыс. человек
среднесписочная численность

Социальная политика Группы направлена на повышение эффективности работы, полную реализацию потенциала и социальную защищенность работников. Мы внимательно относимся к интересам и потребностям наших работников и стараемся, чтобы каждый был лично заинтересован в достижении Компанией наилучших результатов.

СООТВЕТСТВИЕ ЛУЧШИМ МИРОВЫМ СТАНДАРТАМ

ЛУКОЙЛ стремится к тому, чтобы система управления персоналом соответствовала лучшим мировым стандартам. В отчетном году Компания провела оптимизацию организационных структур, исключив неэффективные звенья и дублирование функций управления, и централизацию бухгалтерских служб. Численность работников по сравнению с 2011 годом снизилась на 7%, повысились производительность труда и удельные показатели эффективности: выручка на одного работника в отчетном году выросла на 11,8%, чистая прибыль – на 14,1%.

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



СОЦИАЛЬНОЕ ПАРТНЕРСТВО

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 2012 году Компания приняла участие в 8 заседаниях Комиссии по 31 вопросу.

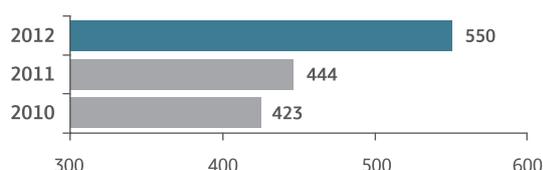
ОЦЕНКА

Оценка персонала играет ключевую роль в процессе управления эффективностью Компании. В 2012 году внедрена технология «Центра оценки и развития», позволяющая определять индивидуальный потенциал работников и в случае необходимости составлять для них индивидуальные программы подготовки.

С 2007 года в Компании проводится ежегодная оценка деятельности персонала, которая позволяет связать воедино оценку достижений сотрудников с оценкой их компетентности.

По результатам оценки работники получают взвешенную и продуманную обратную связь и понимание того, что им необходимо делать дальше для повышения эффективности собственной деятельности. В 2012 году была проведена ежегодная оценка деятельности более 1 787 работников.

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



Результаты оценки персонала были использованы при формировании планов развития работников и расчете годовой премиальной выплаты по итогам работы в 2011 году.

СИСТЕМА МОТИВАЦИИ

Материальная составляющая

Для поддержания мотивации работников, в частности 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 за последние пять лет, фонд заработной платы вырос.

Моральная составляющая

Помимо материального поощрения работники группы «ЛУКОЙЛ», достигшие выдающихся результатов в работе, поощряются морально. В 2012 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 39 работников. Ведомственными знаками отличия в труде награждены 510 работников. Награды Компании получили 1 480 работников, 13 трудовых коллективов организаций группы «ЛУКОЙЛ». Наград Союза нефтегазопромышленников России удостоены 2 работника группы «ЛУКОЙЛ».

Социальная защита

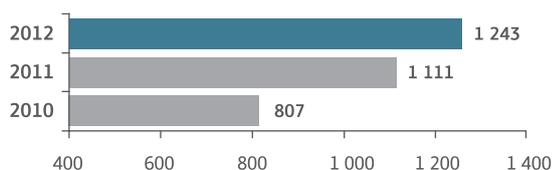
Эффективная система социальной защиты способствует привлечению в Компанию квалифицированных специалистов, снижает текучесть кадров, укрепляет корпоративный дух и является основой успешной производственной деятельности.

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

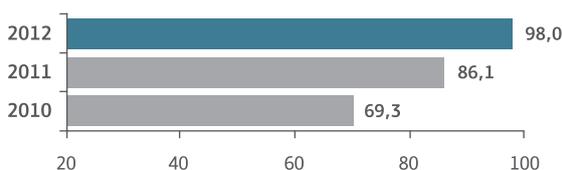
- создание условий отдыха и оздоровления работников и членов их семей, организация спортивно-оздоровительных мероприятий,
- охрана здоровья и медицинское обслуживание работников Компании, включая добровольное медицинское страхование,
- оказание помощи работникам в приобретении собственного жилья,
- социальная поддержка женщин и семей с детьми,
- социальная поддержка молодых специалистов,
- негосударственное пенсионное обеспечение работников, с 2004 года действующее на принципах долевого участия работника и работодателя в формировании негосударственных пенсий. По состоянию на 01 января 2013 года в рамках долевой корпоративной пенсионной системы в накоплении индивидуальных пенсий активно участвовало более 37,6 тыс. работников российских организаций Группы, их взносы за год составили более 12,6 млн долл. Суммарные взносы Компании по программам негосударственного пенсионного обеспечения в России и за рубежом в отчетном периоде составили более 35,4 млн долл.

384 млн долл.
направлено на реализацию социальных программ и содержание социальной инфраструктуры

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



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



В 2012 году на реализацию социальных программ для работников, членов их семей и неработающих пенсионеров было потрачено более 307,7 млн долл., на содержание инфраструктуры, обеспечивающей предоставление социальных услуг – 76,6 млн долл.

МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ

В Компании успешно функционируют советы молодых специалистов, в задачу которых входит содействие молодым работникам в адаптации к новым условиям работы, в овладении ими в совершенстве их специальностью, в воспитании в них приверженности к корпоративной культуре и корпоративным ценностям. В 2012 году был проведен VII Конкурс на звание «Лучший молодой специалист года». Оно было присвоено 51 кандидату из числа молодых специалистов Группы. Продолжена работа по организации и проведению тренингов «Школа молодого специалиста», направленных на сокращение периода адаптации молодого работника к новым условиям работы и повышение уровня его профессиональной подготовки.

В рамках работы с молодежью традиционно были организованы практики студентов ведущих российских вузов (в 2012 году практику прошли 3 000 студентов). Была также продолжена работа по взаимодействию с профильными вузами страны в реализации проекта «Старт в будущее» по отбору лучших студентов.

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

В работе с персоналом Компания уделяет 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 2010 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 способам обеспечения промышленной пожарной безопасности.

СОТРУДНИЧЕСТВО С МЕЖДУНАРОДНОЙ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ТРУДА

В конце 2012 года ЛУКОЙЛ и Международная организация труда (МОТ, специализированное учреждение ООН) подписали соглашение о сотрудничестве по вопросам трудоустройства молодежи, обмена персоналом и организации обучения персонала. ЛУКОЙЛ намерен оказывать поддержку в вопросах разработки и реализации технического сотрудничества по проекту «Партнерство в сфере занятости молодежи Содружества Независимых Государств».

Проект будет направлен на создание между странами СНГ платформы для межрегионального сотрудничества в вопросах обмена знаниями, взаимного обучения и оказания технического содействия в данной сфере Российской Федерации, а также на реализацию инициатив в сфере технического сотрудничества в странах СНГ.

Стороны также изучат возможности обмена персоналом и организацию обучения персонала ОАО «ЛУКОЙЛ». Будет создан совместный Комитет, заседание которого планируется проводить 1 раз в год для контроля за исполнением соглашения.

Следующим шагом нашего сотрудничества станут разработка Программы взаимодействия в рамках обозначенных направлений и визиты высшего руководства Компании в страны СНГ с целью трехстороннего диалога.

В настоящее время ЛУКОЙЛ – единственная российская компания, которая подписала соглашение о сотрудничестве с Международной организацией труда.

Распределение работников по бизнес-сегментам в 2012 году



Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории РФ

Спонсорская и благотворительная деятельность



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. Воспитанники детских домов и интернатов получают помощь от Компании в виде стипендий, поездок в летние лагеря, иную помощь. ЛУКОЙЛ помогает их выпускникам получить образование, укрепить здоровье, обрести профессию и найти свое место в жизни. Реализуется проект по воспитанию молодых кадров из числа воспитанников детских домов и детей из малообеспеченных семей.

Программы в области образования

Забота о подрастающем поколении и подготовка молодых квалифицированных специалистов для российской нефтяной отрасли – залог надежного кадрового резерва

Более

83 млн долл.
 потрачено на благотворительные и социальные программы

Реализация социальных и благотворительных программ – одна из наиболее значимых стратегических задач Компании, позволяющих развивать партнерство с органами государственной власти, с муниципалитетами, а также с местным сообществом. Этим ЛУКОЙЛ способствует улучшению социально-экономического положения регионов как хозяйствующий субъект.

ПРОГРАММЫ СОЦИАЛЬНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ

Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений

Помощь детям Компания считает своим основным приоритетом. ЛУКОЙЛ стремится к сбалансированному подходу, оказывая

Более

183 тыс. долл.
 направлено на стипендии

Более

308 тыс. долл.
 направлено на гранты

ЛУКОЙЛ поддерживает более 15 высших учебных заведений и 4 учреждения среднего образования, выплачивая именные стипендии, гранты и совершенствуя учебно-материальную базу. Мы проводим большую работу по сближению образования, науки и производства. В 2012 году «лукойловскую» стипендию получали 200 студентов, 80 одаренных молодых преподавателей получали именные гранты. За последние пять лет Компания значительно увеличила стипендиальные выплаты (на 58,1%) и выплаты по грантам (на 26,0%).



Поддержка медицинских учреждений

ЛУКОЙЛ поддерживает ряд крупнейших специализированных медицинских научно-исследовательских центров – Российский кардиологический научно-производственный комплекс, Институт хирургии им. А.В.Вишневского, а также способствует развитию системы медицинских услуг в регионах своего присутствия.

Конкурс социальных проектов

Одним из наиболее эффективных механизмов осуществления социально значимых программ является ежегодный конкурс социальных проектов, охватывающий 10 субъектов РФ. Бюджет конкурса 2012 года составил около 2,7 млн долл., увеличившись за последние пять лет почти в два раза.

ПРОГРАММЫ СПОНСОРСТВА И БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОСТИ

Сохранение культурного и исторического наследия

Компания ежегодно поддерживает ряд крупнейших отечественных музеев и творческих коллективов, финансируя новые выставки, постановки, участвует в процессе восстановления религиозных традиций и духовной культуры. На протяжении нескольких лет осуществляется ряд программ, направленных на поддержку в Прикамье народных промыслов.

Адресная помощь

ЛУКОЙЛ выплачивает ежегодные денежные пособия фронтовикам-нефтяникам, ветеранам Великой Отечественной войны и трудового фронта. Компания оказывает поддержку также семьям военнослужащих, погибших в локальных конфликтах.

Взаимодействие с народами Крайнего Севера

Компания разрабатывает и реализует специальные программы по работе с владельцами родовых угодий. Для сохранения и развития традиционного образа жизни хантов, манси, ненцев и селькупов ЛУКОЙЛ заключает договоры о социально-экономическом развитии районов и мест проживания коренных малочисленных народов. Финансируются строительство и ремонт жилья в национальных поселках и местах традиционного проживания коренных жителей, им предоставляют квартиры в городах. Уделяется внимание также обеспечению доступности медицинской помощи кочевому населению в труднодоступных регионах Заполярья, осуществляется обследование и лечение оленеводов и членов их семей.

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

Спортивные проекты

Уже на протяжении многих лет в своей социальной политике ЛУКОЙЛ делает особый акцент на поддержке спорта и популяризации здорового образа жизни. Компания постоянно заботится о здоровье своих работников и их семей, организует спортивные соревнования – Международные спартакиады ОАО «ЛУКОЙЛ» и арендуя спортивные комплексы.

ЛУКОЙЛ оказывает поддержку ведущим российским спортивным командам – московскому ФК «Спартак», астраханскому гандбольному клубу «Заря Каспия», волгоградской ватерпольной команде «Спартак», нижегородскому ХК «Торпедо», женской волейбольной команде «Динамо-Краснодар», волейбольному клубу «Динамо-Янтарь»

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 2012 году мужская национальная сборная команда по лыжным гонкам впервые в своей истории завоевала командный Кубок мира. Компания является официальным спонсором крупнейшего баскетбольного турнира на постсоветском пространстве – чемпионата Единой баскетбольной лиги ВТБ.

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.

Уже более 12 лет 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 50 000 молодых футболистов практически из всех регионов России – от Владивостока до Калининграда. В 2012 году соревнования Детской лиги чемпионов прошли на территории 5 государств (Болгарии, Латвии, Украины, Узбекистана и Турции).



Донорские акции

150 литров крови
сдали наши работники

Развивая одну из форм корпоративного волонтерства, с 2010 года ЛУКОЙЛ проводит донорские акции. В 2012 году было собрано около 150 литров крови. Подобные акции являются реальным вкладом в решение актуальной социальной проблемы и способствуют укреплению корпоративной культуры, объединению и сплоченности коллектива.

Корпоративные музеи Компании

Более
25 музеев
в России и за рубежом

Являясь значимым звеном корпоративной культуры, универсальными центрами коммуникации, музеи

ОАО «ЛУКОЙЛ» сохраняют лучшие традиции нефтегазовой отрасли, обеспечивают преемственность различных поколений нефтяников.

Музейная сеть Компании состоит из музея ОАО «ЛУКОЙЛ» и более чем 25 музеев организаций Группы в различных регионах России, а также в Болгарии, Румынии, Украине. Помимо выставок в наших музеях проводятся торжественные церемонии принятия в команду профессионалов для вновь принятых работников, чествования юбиляров, проводы на пенсию, вручение корпоративных наград, тематические вечера. В Музее Компании постоянно проводятся учебные занятия со студентами РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по изучению истории нефтяной отрасли России и корпоративной культуры.

Музеем ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2012 году проведено 15 передвижных выставок в Компании и за ее пределами. Среди них – «Деятельность Компании в области электроэнергетики», «80 лет со дня рождения Ю.С.Корчагина», «20 лет ОАО «РИТЭК», «15 лет ЛУКОЙЛ-Оверсиз», «Работа Совета молодых специалистов», «ЛУКОЙЛ – детям», «Конкурс детского рисунка», «Инновации в ЛУКОЙЛе» и другие.

 Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории РФ



УПРАВЛЕНИЕ
КОМПАНИЕЙ

81

СОВЕТ
ДИРЕКТОРОВ
И ПРАВЛЕНИЕ

82

КОМИТЕТЫ
СОВЕТА
ДИРЕКТОРОВ

90

ПРАВЛЕНИЕ
ОАО «ЛУКОЙЛ»

91

ИЗМЕНЕНИЯ
В СОСТАВЕ
ГРУППЫ

100

УПРАВЛЕНИЕ
ФИНАНСОВОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ

100

ВНУТРЕННИЙ
КОНТРОЛЬ И
ВНУТРЕННИЙ
АУДИТ

101

ИНФОРМАЦИОННАЯ
ОТКРЫТОСТЬ

103

ЦЕННЫЕ
БУМАГИ
КОМПАНИИ

104

АДР

105

ДИВИДЕНДЫ

107

7

КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ И ЦЕННЫЕ БУМАГИ





Управление Компанией

Система корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ» получает признание представителей инвестиционного сообщества на протяжении многих лет, являясь 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 ОАО «ЛУКОЙЛ» в рамках системы корпоративного управления уделяет особое внимание защите прав миноритарных акционеров.

Будучи компанией, зарегистрированной в России, ЛУКОЙЛ в своей деятельности руководствуется Кодексом корпоративного поведения (далее – Кодекс), который был в 2002 году рекомендован ФКЦБ России. Полностью соответствуя основным требованиям Кодекса, акции ОАО «ЛУКОЙЛ», а также его рублевые облигации включены в котировальный список высшего уровня (A1) российской фондовой биржи ММВБ.

Стремясь к применению наилучшей международной практики, мы стараемся во многом превосходить требования Кодекса. Так например, в течение последних лет число независимых директоров составляет более половины членов Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

 **Отчет о корпоративном управлении ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2012 год**
Основные факты, стр. 100

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.

В состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» входят независимые директора, участие которых в управлении компании позволяет формировать объективное мнение Совета по обсуждаемым вопросам, что, в свою очередь, способствует укреплению доверия к Компании инвесторов и акционеров. На конец 2012 года 6 из 11 членов Совета директоров Компании являлись независимыми.

 **Положение о Совете директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»**
Основные факты, стр. 101

Деятельность в 2012 году

Совет Директоров провел 7 очных заседаний и 19 заочных голосований.

В январе Совет директоров подвел предварительные итоги деятельности Группы за прошедший год и определил задачи на ближайшую перспективу. В апреле решались вопросы по подготовке годового Общего собрания акционеров.

На майском заседании Совет директоров предварительно утвердил Годовой отчет ОАО «ЛУКОЙЛ» за прошедший год для представления его на утверждение Общему собранию акционеров. В мае был одобрен Отчет о корпоративном управлении Компании.

В июле Совет директоров сформировал персональный состав Правления ОАО «ЛУКОЙЛ» в количестве 16 членов, а также определил основные условия договоров, заключаемых с членами Правления. Был установлен предельный размер оплаты услуг аудитора ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 2012 году Совет директоров утвердил ряд значимых документов – Положение об оценке деятельности Совета директоров – Открытого акционерного общества «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», Процедуры внутреннего контроля, Положение о долгосрочном стимулировании работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ в 2013–2017 гг., Положение об оценке внутреннего аудита в ОАО «ЛУКОЙЛ», другие документы.

Совет директоров углубленно изучал отдельные бизнес-сегменты и намечал конкретные шаги в области развития. В частности:

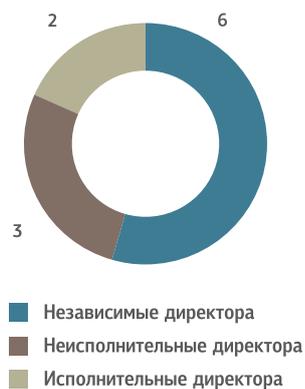
- Развитие и перспектива европейского рынка светлых нефтепродуктов. Обеспечение логистики поставок светлых нефтепродуктов группы «ЛУКОЙЛ» на европейские рынки;
- О международных проектах в области добычи углеводородов.

Участие членов Совета директоров в очных заседаниях Совета директоров в 2012 году ¹

	Заседания Совета директоров	Комитет по стратегии и инвестициям	Комитет по аудиту	Комитет по кадрам и вознаграждениям
Грайфер В.И.	7/7			
Алекперов В.Ю.	7/7			
Блажеев В.В.	7/7		4/5	
Греф Г.О. (до 27.06.2012)	3/3		2/3	
Иванов И.С.	7/7	4/4		
Маганов Р.У.	6/7	2/4		
Мацке Р.	7/7	4/4		
Михайлов С.А.	7/7		5/5	3/3
Мобиус М.	7/7	4/4		С 27.06.2012 2/2
Москато Г.	7/7	4/4		До 27.06.2012 0/1
Пикте И. (с 27.06.2012)	4/4		2/2	
Шохин А. Н.	6/7			3/3

¹ В соответствии с Положением о Совете директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» при определении наличия кворума для проведения заседания Совета директоров и результатов голосования учитывается письменное мнение по вопросам повестки дня члена Совета директоров, отсутствующего на заседании Совета директоров, полученное Секретарем 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.

Состав 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 12.01.2010г. – 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, восемью медалями, Почетной грамотой Президента РФ и дважды 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.



БЛАЖЕЕВ ВИКТОР ВЛАДИМИРОВИЧ

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
Ректор Московского государственного юридического университета имени О.Е.Кутафина (МГЮА)
Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 27.06.2012)
Председатель Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (с 27.06.2012)

Год рождения: 1961

В 1987 г. окончил вечерний факультет Всесоюзного юридического заочного института (ВЮЗИ), в 1990 г. – аспирантуру Московского юридического института по кафедре гражданского процесса. С 1999 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 Московского государственного юридического университета имени О.Е. Кутафина (МГЮА).

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



ГРЕФ ГЕРМАН ОСКАРОВИЧ

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 27.06.2012 г.)¹
Председатель Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 27.06.2012)
Президент, Председатель Правления Сбербанка России, ОАО

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 №421/р.



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. 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. С 2011 г. – Президент Некоммерческого партнерства «Российский совет по международным делам».

Чрезвычайный и Полномочный посол Российской Федерации. Член-корреспондент РАН. Доктор исторических наук, профессор. Награжден российскими и иностранными орденами и медалями.

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



МАГАНОВ РАВИЛЬ УЛЬФАТОВИЧ

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»
 Первый исполнительный Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча)
 Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1954

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

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 №421/р.



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 гг. 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 КапиталЪ Паевые Инвестиционные Фонды» и ОАО «Футбольный клуб «Спартак – Москва», ОАО Коммерческий банк «Петрокоммерц», с 2005 г. – член Совета директоров ЗАО «ИФД КапиталЪ», в 2008–2009 гг. – Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «КапиталЪ», с 2008 г. – Член Совета директоров ООО «Управляющая компания «КапиталЪ», Председатель Совета директоров ЗАО «КапиталЪ Управление активами», с 2010 г. – Председатель Совета директоров ЗАО «Группа КапиталЪ Управление активами», с 2011 г. – заместитель Генерального директора ООО «Управляющая компания «КапиталЪ».

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 №421/р.



МОСКАТО ГУЛЬЕЛЬМО АНТониО КЛАУДИО

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
 Председатель Совета директоров и Генеральный директор компании Gas
 Mediterraneo & Petrolio Srl
 Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров
 ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 27.06.2012)
 Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1936

В 1961 г. окончил Миланский политехнический университет. 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 – Член Совета директоров компаний TREVI SpA, Canadian Oil Co (Canoe), председатель Совета директоров и Генеральный директор компании Gas Mediterraneo & Petrolio Srl.

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



ПИКТЕ ИВАН

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (с 27.06.2012)¹
 Член Инвестиционного Комитета Правления Объединенного пенсионного
 фонда персонала ООН
 Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Год рождения: 1944

Магистр экономики Школы бизнеса Университета Св. Галлена (1970). Г-н Пикте начал работать в банке Pictet & Cie в 1972 году. 1981–2005 гг. – Управляющий партнер банка Pictet & Cie; 2005–2010 гг. – Старший управляющий партнер банка Pictet & Cie; 1991–1995 гг. – Президент Женевской торгово-промышленной палаты; 2000–2010 гг. – Президент Genève Place Financière.

Г-н Пикте является членом Инвестиционного Комитета Правления Объединенного пенсионного фонда персонала ООН с 2005 г., Международного консультативного Совета Blackstone Group International Limited с 1995 г., Европейского Консультативного Совета AEA (AEA European Advisory Board) с 2010 г., Всемирного Консультативного Совета AEA Investors LP (AEA Investors LP Global Advisory Board) (Нью-Йорк, США) с 2011 г.; членом Совета директоров Symbiotics с 2011 г. Г-н Пикте также является Президентом Fondation pour Geneve и Председателем Fondation Pictet pour le développement с 2009 г. В 2012 г. избран Председателем Совета директоров PSA International SA.

Избирается в состав Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» с 2012 г.

¹ В соответствии с положениями Кодекса корпоративного поведения, рекомендованного к применению распоряжением ФКЦБ России от 04.04.2002 №421/р.



МОБИУС МАРК

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»¹
 Исполнительный Президент Templeton Emerging Markets Group
 Председатель Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров
 ОАО «ЛУКОЙЛ» (с 27.06.2012)
 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. Имеет 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.



ШОХИН АЛЕКСАНДР НИКОЛАЕВИЧ

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»
 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» (до 27.06.2012)
 Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (с 27.06.2012)

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 г. по 2009 г. 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. Входит также в состав 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 №421/р.

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	Функции	Избрание Членов	Текущий состав
Комитет по стратегии и инвестициям	<p>Подготовка рекомендаций Совету директоров Компании, в частности по следующим вопросам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • анализ концепций, программ и планов стратегического развития Компании, • размер дивидендов по акциям и порядку их выплаты, • порядок распределения прибыли и убытков Компании по результатам финансового года, • оценка политики Компании в области отношений с инвесторами и акционерами, • проведение политики Компании в области собственных ценных бумаг, • участие в финансово-промышленных группах, ассоциациях и иных объединениях коммерческих организаций, • осуществление крупных сделок, предметом которых является имущество стоимостью от 25 до 50% балансовой стоимости активов Компании, • создание филиалов и открытие представительств Компании, • использование резервов, непрофильных активов Компании. 	<p>Избираются из числа членов Совета директоров в количестве не менее трех человек.</p>	<p>И.С. Иванов (председатель), Р.У. Маганов, М. Мобиус, Р. Мацке и Г. Москато.</p>
Комитет по аудиту	<p>В его функции входит подготовка рекомендаций Совету директоров Компании, в частности, по следующим вопросам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • о кандидатуре аудитора Компании, • контроль за проведением конкурсного отбора аудитора Компании, • оценка заключения аудитора Компании, • оценка эффективности процедур внутреннего контроля Компании, • оценка степени объективности и независимости аудитора Компании, • оценка системы управления рисками, • определение предельного размера вознаграждения аудитора Компании. 	<p>Избираются из неисполнительных членов Совета директоров¹ в количестве не менее трех человек.</p>	<p>В.В. Блажеев (председатель), С.А. Михайлов и И. Пикте</p>
Комитет по кадрам и вознаграждениям	<p>Подготовка рекомендаций Совету директоров, в частности, по следующим вопросам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 по кадровым вопросам и вопросам, касающимся вознаграждения членов органов управления Компании и Ревизионной комиссии, • существенные условия договоров, заключаемых с членами Правления Компании и Президентом Компании. 	<p>Избираются из неисполнительных членов Совета директоров¹ в количестве не менее трех человек.</p>	<p>М. Мобиус (председатель), С.А. Михайлов и А.Н. Шохин</p>

¹ Являются членами Совета директоров, но не входят в состав Правления.



[Положение о Комитете по стратегии и инвестициям](#)

[Положение о Комитете по аудиту](#)

[Положение о Комитете по кадрам и вознаграждениям](#)

Правление ОАО «ЛУКОЙЛ»

Правление, работой которого руководит Председатель Правления, является коллегиальным исполнительным органом Компании и осуществляет текущее управление ее деятельностью. Правление ежегодно формируется Советом директоров.



Отчет о корпоративном управлении ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2012 год, стр 9
Основные факты, стр. 104



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, восемью медалями, Почетной грамотой Президента РФ и дважды 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 1993–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи, с 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 двумя медалями. 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 ценных бумаг ОАО «ЛУКОЙЛ», в 2010–2012 гг. – начальник Главного управления по контролю, внутреннему аудиту и управлению рисками. С 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 2000–2012 гг. – начальник Главного управления правового обеспечения. С 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. Имеет степень MBA (Бристольский университет, 1997 г.). Заслуженный экономист РФ. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. В 1994–1997 гг. – директор, генеральный директор международной аудиторской фирмы «КПМГ». В 1997–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления казначейства и корпоративного финансирования ОАО «ЛУКОЙЛ». С 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 2003–2012 гг. – начальник Главного управления по персоналу. С 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. Доктор технических 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 «Ласьеганнефть» АООТ «ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз». В 1996–2001 гг. – первый заместитель генерального директора по производству, генеральный директор ПО «Белоруснефть». В 2001 г. – первый Вице-президент по производству ОАО НК «КомитЭК». В 2002–2007 гг. – главный инженер – первый заместитель генерального директора, генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В 2007–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа, с 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 шестью 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 2007–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления поставок и продаж. С 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 2007–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления экономики и планирования. С 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 двумя орденами и семью медалями. В 1993–1994 гг. – генеральный директор АО «ЛУКОЙЛ-Консалтинг». В 1994–2012 гг. – Вице-президент – начальник Главного управления стратегического развития и инвестиционного анализа, с 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 2003–2012 гг. – секретарь Совета директоров – руководитель Аппарата Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С 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 2004–2012 гг. – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2012 г. – Вице-президент – Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ».

Доли членов Совета директоров и Правления в уставном капитале ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 31 декабря 2012 года ¹

Члены Совета директоров и Правления	Доля, %
Алекперов В.Ю.	20,87 ²
Блажеев В.В.	–
Грайфер В.И.	0,007
Иванов И.С.	–
Мацке Р.	–
Маганов Р.У.	0,37
Михайлов С.А.	0,06
Мобиус М.	–
Москато Г.	–
Пикте И.	–
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.	0,007
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.

Следующие члены Совета директоров также предоставили Компании сведения о владении ADR на обыкновенные акции Компании (с учетом бенефициарного владения):

ФИО члена Совета директоров	Доля в уставном капитале, соответствующая количеству ADR, %
Мацке Р.	0,0003
Москато Г.	0,00006
Пикте И.	0,006

ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ ЧЛЕНАМ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ И ПРАВЛЕНИЯ

В 2012 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 700 тыс. рублей. Дополнительно были выплачены вознаграждения за исполнение функций Председателя Совета директоров (1 млн 100 тыс. рублей), за исполнение функций Председателя комитета (550 тыс. рублей), а также некоторые другие виды вознаграждений, связанные с исполнением функций члена Совета директоров и члена комитета. Членам Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» были также компенсированы, связанные с исполнением ими функций членов Совета директоров, расходы, 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 заявление 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 были получены годовая базовая заработная плата, годовые премиальные выплаты по результатам работы за год, дополнительные компенсации социального характера, а также ежегодные долгосрочные премиальные выплаты в рамках программы долгосрочного стимулирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ. Размер долгосрочных премиальных выплат определялся произведением количества условно закрепляемых акций за работниками на размер дивиденда, объявленного на одну акцию на годовом Общем собрании акционеров.

Вознаграждение членов Правления и Совета директоров

Органы управления	Выплачено в 2012 году, тыс. руб.				Итого
	Заработная плата	Премии	Вознаграждение	Прочие выплаты	
Совет Директоров ¹	–	–	61 380	11 580	72 960
Правление	538 030	552 712	38 881	28 655	1 158 278

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

Изменения в составе Группы

ЛУКОЙЛ планомерно ведет работу по реструктуризации активов с целью повышения прозрачности и эффективности управленческих процессов, консолидации профильных дочерних обществ и вывода за пределы Группы непрофильных и низкоэффективных активов.

В рамках реализации Программы отчуждения непрофильных и неиспользуемых активов за пределы Группы «ЛУКОЙЛ» на 2010–2013 гг. в 2012 году отчуждено около 4,3 тыс. объектов непрофильного, неиспользуемого и низкоэффективного имущества на сумму 128 млн долл., в том числе акции и доли в уставных капиталах хозяйственных обществ, недвижимое

имущество, земельные участки, транспортные средства, объекты социальной инфраструктуры, иные объекты и средства.

В 2012 году количество организаций группы «ЛУКОЙЛ», в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США, выросло на 4 единицы и по состоянию на 1 января 2013 года составило 340 единиц, в том числе 60 единиц, относящихся к дочерним и зависимым обществам.

За истекший период в Группу вошло 28 организаций, из них 8 приобретены, 11 вошли в Группу вместе с приобретенными обществами, 9 хозяйственных обществ созданы, в том числе 2 в результате реорганизации в форме выделения. В 2012 году из Группы вышли 28 обществ, из них 8 в результате продажи долей и акций, 1 вышло из Группы вместе с проданным, 4 ликвидировано, 15 реорганизованы в форме присоединения.

Управление финансовой деятельностью

Соблюдение строгой финансовой дисциплины обеспечивает высокие показатели надежности Компании и низкую долговую нагрузку, что открывает легкий доступ к рынкам капитала.

Благодаря работе по дальнейшему совершенствованию системы управления денежными средствами международные рейтинговые агентства подтвердили инвестиционный рейтинг Компании, а в мае 2012 года агентство Standard & Poor's повысило прогноз по рейтингу Компании со стабильного на позитивный.

Бесперебойное своевременное финансирование расходов группы «ЛУКОЙЛ» в полном объеме, включая капитальные вложения, инвестиции, приобретения, а также увеличившиеся выплаты акционерам, в том числе промежуточные дивиденды, составило более 16 млрд долл.

В 2012 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. Общий размер долга сократился на 27,2% до уровня 6,621 млрд долл. При этом объем обеспеченного долга составил 421 млн долл. (6,4% от общего размера долга), сумма долга под фиксированный процент – 5,632 млрд долл. (85,1%).

В рамках мероприятий по повышению эффективности использования и сокращения потребностей организаций Группы в оборотном капитале в 2012 году была продолжена работа по сокращению объемов коммерческих кредитов, предоставляемых организациями Группы контрагентам – третьим лицам, включая авансы, отсрочки, рассрочки, наряду с дальнейшим расширением практики использования документарных инструментов.

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 обеспечивать эффективность работы Компании и защиту интересов ее акционеров и инвесторов. Созданные в организациях Группы специализированные подразделения по контролю и внутреннему аудиту под руководством Службы по контролю и внутреннему аудиту ОАО «ЛУКОЙЛ» предоставляют менеджменту Компании объективную и достоверную информацию о деятельности Группы «ЛУКОЙЛ».

В 2012 году в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» было проведено около 1 100 аудиторских и контрольных проверок по всем направлениям бизнеса.

Основными задачами, решаемыми в ходе проверок, являлись:

- анализ действенности, надежности и эффективности применяемых процедур внутреннего контроля и управления рисками,
- контроль сохранности активов и эффективности их использования,
- контроль соответствия деятельности организаций группы «ЛУКОЙЛ» требованиям действующего законодательства, решениям органов управления ОАО «ЛУКОЙЛ», локальным нормативным актам,

- контроль соблюдения установленных корпоративных норм и правил операционной, инвестиционной и финансовой деятельности,
- оценка достоверности управленческой и бухгалтерской отчетности,
- выявление недостатков и оценка степени надежности и эффективности системы внутреннего контроля, корпоративного управления и управления рисками,
- выявление существенных рисков в деятельности Компании и разработка рекомендаций по их минимизации.

На основе рекомендаций внутреннего аудита дочерними обществами совместно со структурными подразделениями Компании, курирующими их деятельность, разрабатывались планы мероприятий по устранению выявленных 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.

 **Отчет о корпоративном управлении ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2012 год, стр. 14**

Соответствие международным стандартам

В целях развития внутреннего аудита и приведения его в соответствие с Международными профессиональными

стандартами внутреннего аудита в Компании разработана Программа повышения качества внутреннего аудита на 2012 – 2016 гг. Были реализованы комплексные мероприятия, нацеленные на развитие внутреннего аудита:

Мероприятия	Итоги 2012
Формирование и совершенствование комплексной системы оценки качества	<ul style="list-style-type: none"> • Утверждение Советом директоров Положения об оценке внутреннего аудита в ОАО «ЛУКОЙЛ» • Утверждение Советом директоров Правил внутреннего аудита ОАО «ЛУКОЙЛ» • Проведение внутренней оценки качества и полезности внутреннего аудита в организациях группы «ЛУКОЙЛ»
Совершенствование продуктивного взаимодействия и консультативная поддержка деятельности структурных подразделений	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспечение участия внутренних аудиторов в разработке мероприятий по устранению выявленных нарушений и недостатков • Обсуждение итогов проведенных проверок с руководством организаций и курирующих структурных подразделений Компании • Периодическое информирование Президента и органов управления Компании о результатах проведенных проверок • Формирование отчета о состоянии внутреннего контроля, внутреннего аудита и управления рисками
Создание общекорпоративной системы постоянного профессионального развития внутренних аудиторов	<ul style="list-style-type: none"> • Проведение в Компании ежегодной Профессиональной конференции, мероприятий по повышению квалификации для работников подразделений по контролю и внутреннему аудиту организаций Группы «ЛУКОЙЛ» • Поощрение получения внутренними аудиторами профессиональной сертификации и поддержание имеющейся сертификации
Внедрение риск-ориентированного подхода к планированию внутреннего аудита	Разработка планов проведения контрольных и аудиторских проверок на основе информации о существенных рисках из организаций Группы и структурных подразделений Компании, с учетом Общекорпоративного реестра рисков, сформированного в 2012 году

Ревизионная деятельность

В Компании на постоянной основе проводится работа по осуществлению ревизионной деятельности. В отчетном

году было организовано проведение ревизионных проверок финансово-хозяйственной деятельности в 64 организациях Группы.

Информационная открытость

Высокая ликвидность ценных бумаг, широкий доступ на рынки капитала, превосходная динамика акций – следствие грамотной работы с инвестиционным сообществом.

Уже 10 лет в Компании успешно функционирует корпоративная система раскрытия информации для инвестиционного сообщества, являющаяся эталоном на российском фондовом рынке. ЛУКОЙЛ неоднократно становился победителем и призером ежегодных конкурсов годовых отчетов.

В 2012 году была организована поездка инвесторов на производственные объекты Компании в Астрахани и Волгограде, в которой приняли участие более 50 buy-side и sell-side аналитиков и управляющих фондами.

Компания приняла участие в 19 инвестиционных конференциях, проведено около 300 индивидуальных и групповых встреч

(что в 2,5 раза больше чем в 2011 году), на которых 670 инвесторов имели возможность встретиться с высшим руководством и представителями службы по связям с инвесторами Компании.

Публичные продукты для инвестиционного сообщества

Помимо документов, содержащих стандартные требования по раскрытию информации регуляторами, Компания ежегодно издает Справочник аналитика и Основные факты, в которых содержится подробная производственная и финансовая статистика. Раз в два года выпускается Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории Российской Федерации. С 2011 года публикуется Отчет о корпоративном управлении в соответствии с Правилами раскрытия информации и информационной прозрачности Управления по финансовым услугам Великобритании (FSA).

 **Отчет о корпоративном управлении ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2012 год, стр. 17**

Ценные бумаги Компании

Акции Компании являются одним из наиболее ликвидных инструментов на российском фондовом рынке.

Динамика акций

По итогам 2012 года был зафиксирован значительный рост акций Компании: за год цена увеличилась на 17,5% и достигла уровня в 2 000,2 руб./акция (по результатам торгов на ММВБ).

17,5% **рост акций на ММВБ за 2012 год**

Акции Компании вошли в число лидеров роста российского нефтегазового сектора, однако по-прежнему остаются недооцененными в сравнении с российскими и международными аналогами. Мы ставим перед собой задачу реализовать этот потенциал в ближайшее время.

Более

76 **млрд долл.**
годовой объем торгов

Глобальные тренды в мировой экономике и восприятие рисков формировали сдержанное отношение инвесторов к российскому фондовому рынку на протяжении 2012 года, однако принятие новой стратегии на 2012–2021 гг., обратный выкуп акций и открытость оказали значительную поддержку акциям Компании. Международные фондовые рынки начали 2012 год с оптимизмом на ожиданиях принятия политических мер в борьбе с мировыми экономическими проблемами – замедлением экономического роста в США и Китае,

кризисом в еврозоне. Самое сильное падение было зафиксировано в мае, поскольку инвесторы продавали активы, опасаясь углубления кризиса в еврозоне и замедления экономического роста в США. Летом динамика рынка в основном определялась низкими объемами. Скоординированные действия европейских политиков по разрешению кризиса и ожидание очередного раунда количественного смягчения в США способствовали возобновлению роста на фондовых и сырьевых площадках. Впрочем, уверенность инвесторов уже осенью иссякла, вернувшись лишь в декабре. По итогам года акции ОАО «ЛУКОЙЛ» вновь показали лучшую динамику, чем российский фондовый рынок в целом и нефтегазовый сектор в частности.

Крупнейшие инвестиционные дома повысили рекомендации по акциям ОАО «ЛУКОЙЛ», увеличив среднюю целевую цену Компании до 82 долл./акция.

Более

56 **млрд долл.**
капитализация

На конец 2012 года более 87% аналитиков рекомендовали акции ОАО «ЛУКОЙЛ» к покупке.

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 одним из основных инструментов секции срочного рынка РТС.



Основные факты, стр. 106

Справочник аналитика, стр. 66

Динамика изменения цены акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на ММВБ в 2012 году, руб.



АДР

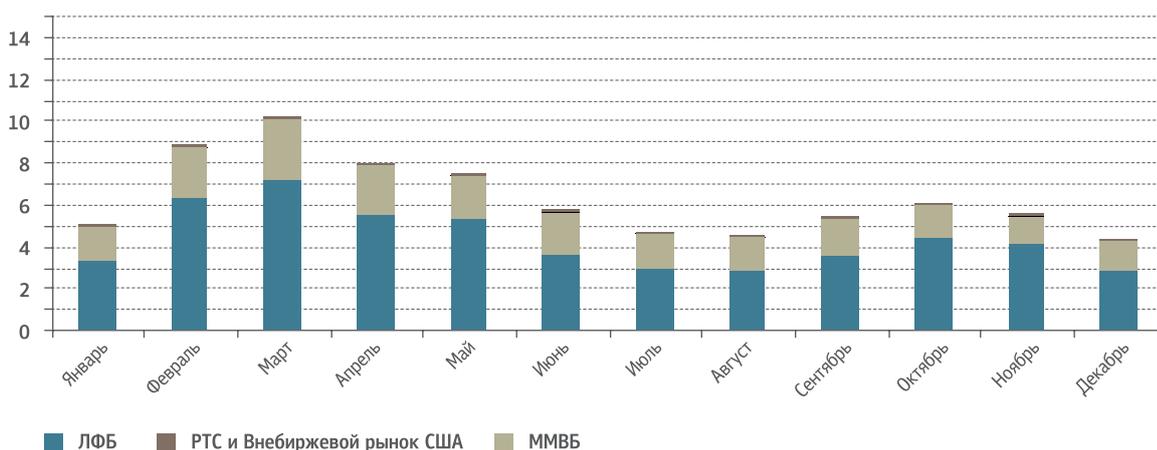
10 лет с момента листинга на Лондонской фондовой бирже

В 2012 году Компания отметила 10-летний юбилей с момента листинга на Лондонской фондовой бирже. С 2002 года депозитарные расписки ОАО «ЛУКОЙЛ» стали одним из наиболее ликвидных инструментов на Лондонской фондовой бирже среди

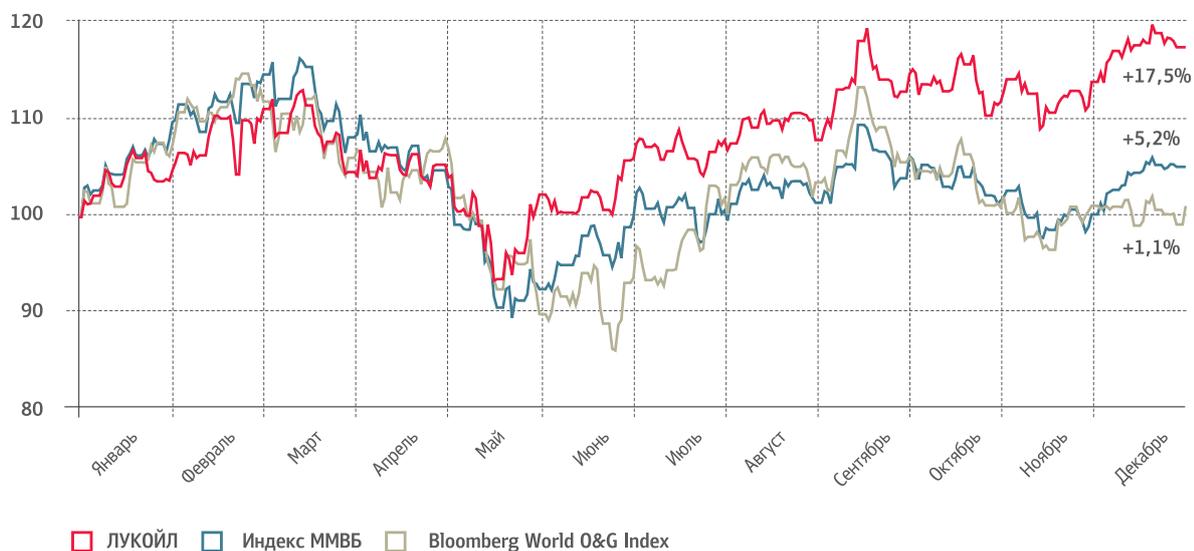
депозитарных расписок компаний-эмитентов стран Восточной Европы (15,3% совокупного среднемесячного объема торгов в системе IOB). Объем торгов АДР в 2012 году составил более 53 млрд долл.

Депозитарные расписки Компании также торговались на внебиржевом рынке США, на биржах Франкфурта, Мюнхена, Штутгарта. На конец 2012 года общее количество депозитарных расписок Компании было эквивалентно 538,9 млн акций (63,4% от уставного капитала Компании).

Объемы торгов акциями и АДР ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2012 году, млрд долл.



Совокупное изменение котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом крупнейших нефтегазовых компаний Bloomberg Oils и индексом ММВБ в 2012 году



Рекомендации аналитиков крупнейших инвестиционных банков по акциям ОАО «ЛУКОЙЛ»

	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
Покупать	67%	87%	80%	87%
Держать	33%	13%	20%	13%
Продавать	0%	0%	0%	0%

Уставный капитал ОАО «ЛУКОЙЛ» по состоянию на 1 января 2013 года составил 21 264 081 руб. 37,5 копейки и разделен на 850 563 255 акций. Акционерами Компании являются более 50 тыс. физических и юридических лиц по всему миру.

Изменение структуры акционерного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2012 году

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

	% от общего числа акций на 01.01.13	% от общего числа акций на 01.01.12
«ИНГ Банк (Евразия)»	77,69	75,94
«Национальный расчетный депозитарий»	11,80	
Депозитарно-клиринговая компания		8,47
Национальный депозитарный центр		5,52
«Гарант» СДК	3,95	3,93
ОАО «УРАЛСИБ»	1,44	1,42
КБ «Дж.П.Морган Банк Интернешнл»	1,42	

¹ Номинальный держатель.

Дивиденды

22,9 %
доля дивидендов в
консолидированной
чистой прибыли Группы

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».

По результатам 2012 финансового года объем дивидендных выплат может быть повышен по сравнению с 2011 годом. 22 апреля 2013 года Совет директоров рекомендовал годовому Общему собранию акционеров выплатить дивиденды по результатам 2012 финансового года в размере 50 рублей на одну обыкновенную акцию (не включающие промежуточные дивиденды, выплаченные по результатам соответствующего отчетного периода 2012 года в размере 40 рублей на одну обыкновенную акцию). Таким образом, суммарный размер составит 90 рублей на одну обыкновенную акцию, а дивидендная доходность – 4,88%. Базовая прибыль на обыкновенную акцию в 2012 году составила 14,47 долл. по сравнению с 13,30 долл. в 2011 году.

Дивиденд на обыкновенную акцию и дивидендная доходность

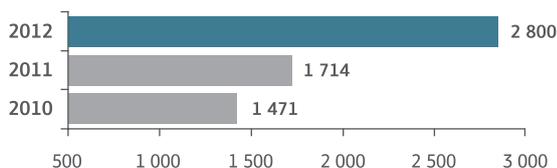
Год	Дивиденд, руб.	Дивиденд, долл.	Дивидендная доходность, % ¹
за 2007	42	1,71	2,02
за 2008	50	1,70	2,86
за 2009	52	1,72	3,48
за 2010	59	1,94	3,52
за 2011	75	2,33	4,17
за 2012 ²	90	2,96	4,88

¹ Расчет дивидендной доходности производится исходя из средней рыночной цены обыкновенной акции на ММВБ и курса доллара на конец года, по итогам которого выплачиваются дивиденды.

² Суммарный размер дивиденда по результатам 2012 финансового года (включающий размер дивиденда 50 рублей на одну обыкновенную акцию, рекомендованный Советом директоров годовому Общему собранию акционеров и промежуточные дивиденды, ранее выплаченные по результатам соответствующего отчетного периода 2012 года в размере 40 рублей на одну обыкновенную акцию ОАО «ЛУКОЙЛ»).

 [Положение о Дивидендной Политике ОАО «ЛУКОЙЛ»](#)
Справочник аналитика, стр. 67

Дивиденды, выплаченные по акциям Компании, млн долл.



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

101 000, Российская Федерация, г. Москва, Сретенский бульвар, 11

ЦЕНТРАЛЬНАЯ СПРАВОЧНАЯ СЛУЖБА

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

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 ИНВЕСТОРАМИ

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

ПРЕСС-СЛУЖБА

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

ФОНДОВО-КОНСУЛЬТАЦИОННЫЙ ЦЕНТР ОАО «ЛУКОЙЛ»

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. Ивана Франко, д. 8
Телефон/факс для физических лиц:
+ 7 (495) 926-81-73
Телефон/факс для юридических лиц:
+ 7 (495) 926-81-61
Факс:
+ 7 (495) 926-81-78

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 2012 год (31,1 руб./долл.).

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

Проценты изменения результатов операционной деятельности за 2012 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)

ОАО «ЛУКОЙЛ»
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

за 2012 и 2011 гг.,
подготовленная
в соответствии
с ОПБУ США



Заклучение независимого аудитора

Совету директоров
ОАО «ЛУКОЙЛ»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ, состоящей из консолидированных бухгалтерских балансов по состоянию на 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. и консолидированных отчетов о совокупном доходе, об акционерном капитале и о движении денежных средств за 2012, 2011 и 2010 гг., а также соответствующих пояснений к консолидированной финансовой отчетности.

Ответственность руководства за подготовку консолидированной финансовой отчетности

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США. Руководство также несет ответственность за организацию, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля в отношении подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений, допущенных вследствие недобросовестных действий или ошибок.

Обязанность аудитора

Наша обязанность заключается в выражении мнения о достоверном представлении настоящей консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы проводили аудит в соответствии с Федеральными правилами (стандартами) аудиторской деятельности, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации, и стандартами аудита, общепринятыми в Соединенных Штатах Америки. Данные стандарты требуют от нас соблюдения этических норм, а также планирования и проведения аудита таким образом, чтобы получить разумную уверенность в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений.

Аудит включает в себя проведение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств, подтверждающих числовые данные и раскрытия, содержащиеся в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур является предметом нашего суждения, которое основывается на оценке риска наличия существенных искажений, возникших вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки данного риска аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, обеспечивающую подготовку и достоверное представление консолидированной финансовой отчетности, с целью выбора соответствующих аудиторских процедур, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Соответственно, мы не выражаем мнения об эффективности системы внутреннего контроля за подготовкой финансовой отчетности. Аудит также включает оценку целесообразности принятой учетной политики и обоснованности оценочных показателей, рассчитанных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные в ходе аудита доказательства дают нам достаточные основания для выражения аудиторского мнения о достоверном представлении настоящей консолидированной финансовой отчетности.

Аудируемое лицо: Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ».

Зарегистрировано Московской регистрационной палатой. Свидетельство от 22 апреля 1993 года № 024020.

Внесено в Единый государственный реестр юридических лиц Управлением Министерства Российской Федерации по налогам и сборам по городу Москве за № 1027700035769 17 июля 2002 года. Свидетельство серии 77 № 007892347.

101000, Россия, Москва, Сретенский бульвар, д. 11.

Независимый аудитор: ЗАО «КПМГ», компания, зарегистрированная в соответствии с законодательством Российской Федерации и являющаяся частью группы KPMG Europe LLP; член сети независимых фирм КПМГ, входящих в ассоциацию KPMG International Cooperative ("KPMG International"), зарегистрированную по законодательству Швейцарии.

Зарегистрировано Московской регистрационной палатой. Свидетельство от 25 мая 1992 года № 011.585.

Внесено в Единый государственный реестр юридических лиц Межрайонной инспекцией Министерства Российской Федерации по налогам и сборам № 39 по городу Москве за № 1027700125628 13 августа 2002 года. Свидетельство серии 77 № 005721432.

Член Некоммерческого партнерства «Аудиторская Палата России». Основной регистрационный номер записи в государственном реестре аудиторов и аудиторских организаций 10301000804.

Мнение

По нашему мнению, указанная консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ по состоянию на 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г., а также результаты деятельности и движение их денежных средств за 2012, 2011 и 2010 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США.

Прочие факты

В дополнение к консолидированной финансовой отчетности на страницах с 42 по 50 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.



Слуцкий Е.А.
Директор, доверенность от 1 октября 2010 г. № 49/10
ЗАО «КПМГ»

22 февраля 2013 года
Москва, Российская Федерация

	Примечание	2012	2011
Активы			
Оборотные активы			
Денежные средства и их эквиваленты	3	2 914	2 753
Краткосрочные финансовые вложения		286	157
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	5	8 667	8 921
Запасы	6	8 098	7 533
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 541	3 219
Прочие оборотные активы		767	946
Итого оборотные активы		24 273	23 529
Финансовые вложения	7	4 124	5 952
Основные средства	8, 9	66 883	56 803
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	569	591
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	10	1 964	1 344
Прочие внеоборотные активы		1 148	2 973
Итого активы		98 961	91 192
Обязательства и капитал			
Краткосрочные обязательства			
Кредиторская задолженность		7 263	5 995
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	658	1 792
Обязательства по уплате налогов		2 802	2 271
Прочие краткосрочные обязательства		1 730	1 050
Итого краткосрочные обязательства		12 453	11 108
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	5 963	7 300
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	3 651	2 790
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	2 195	2 120
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		511	408
Итого обязательства		24 773	23 726
Капитал			
Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»			
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(5 189)	(4 081)
Облигации с правом обмена на акции		(2 500)	(980)
Добавочный капитал		4 734	4 798
Нераспределенная прибыль		76 216	67 940
Прочий накопленный совокупный убыток		(69)	(54)
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		73 207	67 638
Неконтролирующая доля		981	(172)
Итого капитал		74 188	67 466
Итого обязательства и капитал		98 961	91 192

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Алекперов В. Ю.



Вице-президент –
Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»

Хоба Л. Н.



	Примечание	2012	2011	2010
Выручка				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	22	139 171	133 650	104 956
Затраты и прочие расходы				
Операционные расходы		(9 359)	(9 055)	(8 298)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(64 148)	(59 694)	(43 250)
Транспортные расходы		(6 171)	(6 121)	(5 608)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 755)	(3 822)	(3 558)
Износ и амортизация		(4 832)	(4 473)	(4 154)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(13 666)	(12 918)	(8 978)
Акцизы и экспортные пошлины		(22 836)	(22 217)	(18 878)
Затраты на геолого-разведочные работы		(364)	(532)	(336)
Прибыль (убыток) от выбытия и снижения стоимости активов		30	(1 663)	(363)
Прибыль от основной деятельности		14 070	13 155	11 533
Расходы по процентам		(538)	(694)	(712)
Доходы по процентам и дивидендам		257	211	174
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	518	690	472
Убыток по курсовым разницам		(512)	(301)	(122)
Прочие внеоперационные (расходы) доходы		(72)	58	125
Прибыль до налога на прибыль		13 723	13 119	11 470
Текущий налог на прибыль		(2 738)	(2 678)	(2 104)
Отложенный налог на прибыль		(60)	(615)	(247)
Итого расход по налогу на прибыль	13	(2 798)	(3 293)	(2 351)
Чистая прибыль		10 925	9 826	9 119
Чистый убыток (чистая прибыль), относящиеся к неконтролирующей доле		79	531	(113)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		11 004	10 357	9 006
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):				
базовая прибыль	15	14,47	13,30	10,95
разводненная прибыль		14,17	13,04	10,94
Прочий совокупный доход (за вычетом соответствующих налогов)				
Пенсионный план с установленными выплатами:				
Стоимость вклада предыдущей службы		–	22	12
Актuarный убыток		(15)	(9)	(4)
Прочий совокупный (убыток) доход		(15)	13	8
Совокупный доход		10 910	9 839	9 127
Совокупный убыток (доход), относящиеся к неконтролирующей доле		79	531	(113)
Совокупный доход, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		10 989	10 370	9 014

	2012		2011		2010	
	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход
Обыкновенные акции						
Остаток на 1 января	15		15		15	
Остаток на 31 декабря	15		15		15	
Собственные акции, выкупленные у акционеров						
Остаток на 1 января	(4 081)		(3 683)		(282)	
Акции, выкупленные у акционеров	(128)		(398)		(3 664)	
Выбытие акций	–		–		263	
Обмен облигаций на акции	(980)		–		–	
Остаток на 31 декабря	(5 189)		(4 081)		(3 683)	
Облигации с правом обмена на акции						
Остаток на 1 января	(980)		(980)		–	
Приобретение облигаций с правом обмена на акции	(2 500)		–		(980)	
Обмен облигаций на акции	980		–		–	
Остаток на 31 декабря	(2 500)		(980)		(980)	
Добавочный капитал						
Остаток на 1 января	4 798		4 700		4 699	
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	–		–		1	
Результат программы вознаграждения	(197)		98		98	
Выпуск конвертируемых облигаций	–		–		113	
Изменения в неконтролирующей доле	133		–		(141)	
Выбытие собственных акций, выкупленных у акционеров	–		–		(70)	
Остаток на 31 декабря	4 734		4 798		4 700	
Нераспределенная прибыль						
Остаток на 1 января	67 940		59 212		51 634	
Чистая прибыль	11 004	11 004	10 357	10 357	9 006	9 006
Дивиденды по обыкновенным акциям	(2 728)		(1 629)		(1 428)	
Остаток на 31 декабря	76 216		67 940		59 212	
Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль						
Остаток на 1 января	(54)		(67)		(75)	
Пенсионное обеспечение:						
Стоимость вклада предыдущей службы	–	–	22	22	12	12
Актурарный убыток	(15)	(15)	(9)	(9)	(4)	(4)
Остаток на 31 декабря	(69)		(54)		(67)	
Итого совокупный доход		10 989		10 370		9 014
Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря	73 207		67 638		59 197	
Неконтролирующая доля						
Остаток на 1 января	(172)		411		388	
(Чистый убыток) чистая прибыль, относящиеся к неконтролирующей доле	(79)		(531)		113	
Изменения в неконтролирующей доле	1 232		(52)		(90)	
Остаток на 31 декабря	981		(172)		411	
Итого капитал на 31 декабря	74 188		67 466		59 608	

	Движение акций		
	2012	2011	2010
	(тыс. штук)	(тыс. штук)	(тыс. штук)
<hr/>			
Обыкновенные акции, выпущенные			
Остаток на 1 января	850 563	850 563	850 563
Остаток на 31 декабря	850 563	850 563	850 563
<hr/>			
Собственные акции, выкупленные у акционеров			
Остаток на 1 января	(76 101)	(69 208)	(3 836)
Акции, выкупленные у акционеров	(2 096)	(6 893)	(68 912)
Выбытие акций, выкупленных у акционеров	-	-	3 540
Обмен облигаций на акции	(17 500)	-	-
Остаток на 31 декабря	(95 697)	(76 101)	(69 208)

	Примечание	2012	2011	2010
Движение денежных средств от основной деятельности				
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»		11 004	10 357	9 006
Корректировки по неденежным статьям				
Износ и амортизация		4 832	4 473	4 154
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		102	185	316
Списание затрат по сухим скважинам		127	417	225
(Прибыль) убыток от выбытия и снижения стоимости активов		(30)	1 663	363
Отложенный налог на прибыль		60	615	247
Неденежный убыток (неденежная прибыль) по курсовым разницам		293	(214)	(44)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(18)	(6)	(67)
Прочие, нетто		153	(447)	167
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности				
Дебиторская задолженность		641	(758)	(2 285)
Запасы		(126)	(1 420)	(813)
Кредиторская задолженность		1 001	885	1 508
Обязательства по уплате налогов		468	177	274
Прочие краткосрочные активы и обязательства		490	(413)	490
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности		18 997	15 514	13 541
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности				
Приобретение лицензий		(921)	(25)	(15)
Капитальные затраты		(11 647)	(8 249)	(6 596)
Поступления от реализации основных средств		412	156	128
Приобретение финансовых вложений		(453)	(101)	(137)
Поступления от реализации финансовых вложений		252	79	126
Реализация дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета выбывших денежных средств		27	227	130
Приобретение дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета приобретенных денежных средств		(886)	(1 100)	(932)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности		(13 216)	(9 013)	(7 296)
Движение денежных средств от финансовой деятельности				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		(32)	(633)	(213)
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		597	1	2 515
Погашение долгосрочных обязательств		(1 831)	(1 372)	(2 267)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(2 800)	(1 714)	(1 471)
Дивиденды, выплаченные держателям неконтролирующих акций		(113)	(116)	(85)
Финансирование, полученное от держателей неконтролирующих акций		2	3	18
Приобретение акций Компании		(128)	(398)	(3 664)
Поступления от продажи акций Компании		-	-	193
Приобретение облигаций с правом обмена на акции		(740)	(1 760)	(980)
Приобретение неконтролирующих долей		(635)	(34)	(192)
Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности		(5 680)	(6 023)	(6 146)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		60	(93)	(5)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		161	385	94
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 753	2 368	2 274
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	3	2 914	2 753	2 368
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		497	683	718
Налог на прибыль уплаченный		1 585	2 508	2 126

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 держатели неконтролирующих акций 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 держатели неконтролирующих акций 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 пересчитаны в доллары США по курсу на отчетную дату. Неденежные активы и обязательства 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 прибыли или убытки.

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 прибыли или убытки.

По состоянию на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. валютный курс составлял 30,37, 32,20 и 30,48 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 прибыли или убытки. 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 включаются в прибыли или убытки по мере их возникновения.

Постоянное снижение рыночной стоимости ценных бумаг, имеющихся в наличии для реализации или хранящихся до срока погашения, до уровня ниже их первоначальной стоимости ведет к уменьшению их учетной стоимости до размера справедливой (рыночной) стоимости. Подобное снижение стоимости отражается в прибылях или 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 прибылях или 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 приобретенной отчетной единице определяется на дату ее 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 отчетной единицы по сравнению с ее учетной стоимостью. Тест на обесценение требует проведение оценки качественных параметров и после этого, при необходимости, определение справедливой стоимости отчетной единицы и ее сравнение с учетной стоимостью, включая деловую репутацию по данной отчетной единице. Если справедливая стоимость отчетной единицы меньше, чем ее 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 разницеми 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 прибылях или 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 прибылях или 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 прибылях или 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 прибылях или 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 прибылях или 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 производится начисление условных обязательств и сумма включается в прибыли или убытки. 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 на проведение 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 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 приведения их в соответствие с данными отчетного периода.

Изменения в учетной политике

В сентябре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал Обновление стандартов учета (далее – ОСУ) № 2011-08 «*Тестирование 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 учетных стандартов (далее – Кодификация). ОСУ № 2011-08 должно применяться для годовых и промежуточных отчетных периодов, в которых проводятся тесты на обесценение, начинающихся после 15 декабря 2011 г. Группа применяет требования ОСУ № 2011-08 начиная с первого квартала 2012 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

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 имеют возможность раскрывать компоненты чистой прибыли и совокупного дохода в одном или двух отчетах. Данное ОСУ исключает из ОПБУ США возможность представлять совокупный доход в составе отчета об изменениях в капитале. ОСУ № 2011-05 должно применяться ретроспективно для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2011 г. (за исключением изменений, определенных ОСУ № 2011-12). Группа применяет ОСУ № 2011-05 начиная с первого квартала 2012 г. В результате применения данного ОСУ изменилось представление чистой прибыли, совокупного дохода и акционерного капитала. Применение данного ОСУ не оказало влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

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 к 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 применяет требования ОСУ № 2011-04 начиная с первого квартала 2012 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В апреле 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-02 «*Определение кредитором, является ли реструктуризация реструктуризацией проблемной задолженности*», которое дополняет раздел 310 Кодификации. 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 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.

Новые стандарты учета

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2011-11 «*Раскрытие операций по взаимозачету активов и обязательств*». Данное ОСУ требует от компаний 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 компании. 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 январе 2013 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2013-01 «*Баланс (раздел 210): Пояснения по объему раскрытия операций по взаимозачету активов и обязательств*», которое поясняет, что торговая и прочая дебиторская задолженность не подпадают под действие ОСУ № 2011-11. В настоящее время Группа оценивает влияние, оказываемое ОСУ № 2011-11 на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы, и считает, что оно не будет существенным.

ПРИМЕЧАНИЕ 3.
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Денежные средства в рублях	571	926
Денежные средства в долларах США	1 816	1 224
Денежные средства в прочих иностранных валютах	403	271
Денежные средства в связанных банках в рублях	117	309
Денежные средства в связанных банках в прочих иностранных валютах	7	23
Итого денежные средства и их эквиваленты	2 914	2 753

ПРИМЕЧАНИЕ 4.
НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

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

	2012	2011	2010
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	18	6	67
Итого неденежные операции	18	6	67

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

	2012	2011	2010
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	13 216	10 773	7 296
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	18	6	67
Итого инвестиционная деятельность	13 234	10 779	7 363

ПРИМЕЧАНИЕ 5.
ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА МИНУСОМ РЕЗЕРВА ПО СОМНИТЕЛЬНЫМ ДОЛГАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 247 и 179 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	6 431	7 209
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 862	1 333
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 57 и 54 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	374	379
Итого дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	8 667	8 921

**ПРИМЕЧАНИЕ 6.
ЗАПАСЫ**

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Нефть и нефтепродукты	6 765	6 265
Материалы для добычи и бурения	387	321
Материалы для нефтепереработки	93	57
Прочие товары, сырье и материалы	853	890
Итого запасы	8 098	7 533

**ПРИМЕЧАНИЕ 7.
ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ**

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	2 794	4 887
Долгосрочные кредиты, выданные зависимым компаниям и совместным предприятиям, учитываемым по методу долевого участия	1 312	1 001
Прочие долгосрочные финансовые вложения	18	64
Итого долгосрочные финансовые вложения	4 124	5 952

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

Обобщенная финансовая информация, приведенная ниже, относится к совместным предприятиям и зависимым компаниям,

учитываемым по методу долевого участия. Основными видами деятельности данных компаний являются разведка, добыча, реализация нефти и нефтепродуктов в Российской Федерации, добыча и реализация нефти в Казахстане, а также переработка нефти в Европе.

	2012		2011		2010	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	29 618	4 160	32 770	4 777	24 348	3 672
Прибыль до налога на прибыль	13 617	945	13 832	1 005	9 187	675
Минус налог на прибыль	(5 387)	(427)	(4 241)	(315)	(2 682)	(203)
Чистая прибыль	8 230	518	9 591	690	6 505	472

	По состоянию на 31 декабря 2012		По состоянию на 31 декабря 2011	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	6 399	983	7 379	1 406
Основные средства	18 738	4 015	19 064	5 587
Прочие внеоборотные активы	523	167	1 454	462
Итого активы	25 660	5 165	27 897	7 455
Краткосрочные займы и кредиты	1 182	277	1 100	223
Прочие краткосрочные обязательства	3 409	496	3 703	668
Долгосрочные займы и кредиты	7 717	1 256	7 461	1 069
Прочие долгосрочные обязательства	1 406	342	1 581	608
Чистые активы	11 946	2 794	14 052	4 887

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» 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, а также рассмотреть возможность использования прочей инфраструктуры, принадлежащей Группе. В мае 2012 г. государственные органы отменили приказ о передаче прав недропользования по разработке месторождений им. Р. Требса и А. Титова совместному предприятию, а лицензия была возвращена ОАО АНК «Башнефть». Руководство считает, что данное обстоятельство не окажет значительного негативного влияния на финансовое состояние Группы. Компания и ОАО АНК «Башнефть» продолжают сотрудничество по этому проекту и предпринимают действия для повторной передачи государственными органами прав недропользования ООО «Башнефть-Полюс».

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

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2012	по состоянию на 31 декабря 2011	по состоянию на 31 декабря 2012	по состоянию на 31 декабря 2011
Разведка и добыча				
Россия	61 123	54 269	39 092	34 415
За рубежом	9 700	8 138	7 487	6 376
Итого	70 823	62 407	46 579	40 791
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия				
Россия	13 600	12 133	8 140	7 395
За рубежом	10 297	6 903	7 375	4 282
Итого	23 897	19 036	15 515	11 677
Энергетика и прочие виды деятельности				
Россия	5 621	4 890	4 501	4 026
За рубежом	429	406	288	309
Итого	6 050	5 296	4 789	4 335
Итого основные средства	100 770	86 739	66 883	56 803

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

(допущения и показатели, которые невозможно сопоставить с рыночными котировками).

В 2011 г. Компания признала убытки от обесценения активов разведки и добычи ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ) в сумме 1 175 млн долл. США, а также основных средств, относящихся к сегменту переработки, торговли и сбыта за рубежом, в сумме 175 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

По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 2 200 млн долл. США и 2 126 млн долл. США соответственно. Из них 5 млн долл. США и 6 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 2012 и 2011 гг.

	2012	2011
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	2 126	1 798
Расход от начисления обязательств	172	158
Новые обязательства	147	172
Изменения в оценке существующих обязательств	(263)	173
Расходы по существующим обязательствам	(5)	(5)
Выбытие имущества	(10)	(5)
Курсовая разница от пересчета валют и прочие корректировки	33	(165)
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря	2 200	2 126

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2012 и 2011 гг., относятся к Категории 3 (допущения и показатели, 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 2012, 2011 и 2010 гг. составило:

	2012	2011	2010
Остаток на 1 января	542	478	479
Поступления в связи с ожиданием признания доказанных запасов	25	97	156
Списано на расходы	–	–	(94)
Перенос в связи с признанием доказанных запасов	(43)	(33)	(63)
Остаток на 31 декабря	524	542	478

Сроки нахождения на балансе капитализированных разведочных скважин в консервации:

	По состоянию на 31 декабря		
	2012	2011	2010
Стоимость разведочных скважин, капитализированных на балансе:			
в течение одного года и менее	21	78	148
в течение двух лет	66	144	72
в течение трех лет	133	72	89
в течение четырех лет	67	82	155
в течение пяти и более лет	237	166	14
более одного года	503	464	330
Итого стоимость капитализированных разведочных скважин	524	542	478
Количество проектов, в которых имеются разведочные скважины, капитализированные более одного года	8	14	11

Сроки нахождения на балансе разведочных скважин, капитализированных более одного года с момента окончания бурения, по состоянию на 31 декабря 2012 г.:

Название проекта (месторождения)	Регион	По состоянию на 31 декабря 2012	Годы, в течение которых были пробурены скважины
Блок А	Саудовская Аравия	255	2007–2010
Кейп-Три-Пойнтс-Дипуотер	Гана	92	2010
Центрально-Астраханское	Европейская часть России	80	2007–2009
Индипенденс	Кот-д'Ивуар	66	2011
Арал	Узбекистан	5	2010
3 проекта менее 4 млн долл. США каждый	Европейская часть России	5	2002–2009
Итого 8 проектов		503	

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 255 млн долл. США, которые относятся к двум месторождениям «Блока А» в Саудовской Аравии, представляют собой затраты на бурение четырех скважин 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 декабре 2011 г. В 2012 г. Группа провела ряд встреч с партнером по проекту по выработке совместной позиции для обращения в правительство Саудовской Аравии по вопросу внесения изменений в действующее Соглашение о добыче. По результатам этих встреч был согласован подход к оценке запасов, соответствующие прогнозные уровни добычи, совместная позиция по коммерческим и маркетинговым вопросам, а также пути оптимизации затрат по проекту. В течение 2013 г. участники проекта представят на рассмотрение и утверждение правительством Саудовской Аравии предложения по дальнейшей оценке месторождений и мероприятия по реализации проекта с целью принятия решения о дальнейшей работе по проекту.

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 92 млн долл. США, которые относятся к блоку «Кейп-Три-Пойнтс-Дипуотер» в республике Гана, представляют

собой затраты на бурение одной разведочной скважины, подтвердившей наличие запасов нефти и газового конденсата на данном участке. В 2011 г. была пробурена оценочная скважина, которая оказалась unsuccessful и была списана. Группа продлила период оценки перспективности проекта до 2013 г. Кроме того, согласно подписанному контракту по аренде буровой платформы в 2013 г. будет пробурена одна разведочная скважина.

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 80 млн долл. США, которые относятся к Центрально-Астраханскому месторождению в Европейской части России, представляют собой затраты на бурение двух разведочных скважин в 2007–2009 гг. На период 2013–2015 гг. на месторождении запланировано проведение сейсморазведочных и геофизических работ, а также бурение нескольких структурных скважин для определения местоположения следующей разведочной скважины.

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 66 млн долл. США, которые относятся к блоку «С1-401» в Республике Кот-д'Ивуар, представляют собой затраты на бурение одной разведочной скважины. В 2012 г. Группа и другие участники проекта заключили соглашение о вхождении в оценочный период, который продлится до 30 июня 2014 г. Согласно подписанному контракту по аренде буровой платформы в 2013 г. будет пробурена одна оценочная скважина.

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 2012 и 2011 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	419	389
Лицензии и прочие нематериальные активы	276	343
Деловая репутация	1 269	612
Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы	1 964	1 344

Вся деловая репутация относится к сегменту «Переработка, торговля и сбыт». В третьем квартале 2012 г. Группа получила контроль над совместным предприятием по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (Приоло, Италия)

и признала деловую репутацию в сумме 646 млн долл. США (см. *Примечание 17. Приобретение новых компаний*). Дополнительно была признана деловая репутация в сумме 11 млн долл. США, относящаяся к прочим приобретениям.

ПРИМЕЧАНИЕ 11.

КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	113	118
Краткосрочные кредиты и займы от зависимых организаций	13	30
Текущая часть долгосрочной задолженности	532	1 644
Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности	658	1 792

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 54 млн долл. США и 56 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 11 млн долл. США и 17 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 48 млн долл. США и 45 млн долл.

США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. составляла 5,75% и 4,93% годовых соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 12.**ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ**

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 885 и 1 120 млн долл. США на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно)	1 287	2 652
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	898	897
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 436	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
Рублевые облигации со ставкой 13,35% и сроком погашения в 2012 г.	–	776
Рублевые облигации со ставкой 9,20% и сроком погашения в 2012 г.	–	311
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	198	186
Долгосрочные обязательства по аренде	82	116
Общая сумма долгосрочной задолженности	6 495	8 944
Текущая часть долгосрочной задолженности	(532)	(1 644)
Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам	5 963	7 300

Долгосрочные кредиты и займы

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 1 037 млн долл. США и 834 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 230 млн долл. США и 284 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, суммы 1 млн долл. США и 1 514 млн долл. США, подлежащие уплате в рублях Российской Федерации, а также суммы 19 млн долл. США и 20 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2013 до 2023 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. составляла 2,28% и 5,39% годовых соответственно. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 33% от суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций обеспечено экспортными поставками и основными средствами.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банками «Азиан Девелопмент банк», «БНП Париба (Свис)», «Кредит Агрикол Корпорейт энд Инвестмент банк», «Кореа Девелопмент банк» и «Исламик Девелопмент банк» с задолженностью в сумме 197 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 г. и датами погашения до 2020 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 3,00%.

Компания имеет необеспеченный синдицированный заем, полученный от Европейского банка реконструкции и развития, с задолженностью в сумме 126 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 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 111 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 г. и датами погашения до 2015 г. Процентная ставка по данному заимствованию составляет ЛИБОР (шесть месяцев) плюс 4,8% годовых.

Компания Группы имеет необеспеченный синдицированный кредит с задолженностью в сумме 105 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 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.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию

на 31 декабря 2012 г. составила 407 млн долл. США с датами погашения от 2013 до 2023 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 2,76% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2012 г. составила 341 млн долл. США с датами погашения от 2013 до 2020 гг. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 0,88% 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 АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании), курс обмена составляет 71,08 долл. США за АДР. Держатели облигаций имеют право конвертировать облигации в АДР Компании в период с 40-го дня после даты выпуска и до 6-го торгового дня перед датой погашения. Эмитент имеет право погасить облигации после 31 декабря 2013 г.

Неконвертируемые облигации в долларах США

В ноябре 2010 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1 млрд долл. США с купонной доходностью 6,125% годовых и погашением в 2020 г. Первый транш общей стоимостью 800 млн долл. США был размещен по цене 99,081% от номинальной стоимости 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 декабре 2012 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

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 августе 2012 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

В декабре 2006 г. Компания выпустила 14 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Восемь миллионов облигаций было размещено со сроком обращения 5 лет и ставкой купона 7,10% годовых, шесть миллионов – 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 532 млн долл. США в 2013 г., 1 521 млн долл. США в 2014 г., 1 602 млн долл. США в 2015 г., 117 млн долл. США в 2016 г., 589 млн долл. США в 2017 г. и 2 134 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 совокупном доходе как

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

Деятельность Группы в Российской Федерации облагается 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 2012 и 2011 гг., а также в течение 2012, 2011 и 2010 гг. у Группы не было непризнанных налоговых выгод. Как следствие, Группа не начисляла пени и штрафы, связанные с непризнанными налоговыми выгодами.

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 2010 г. Убытки для целей налогообложения могут

быть полностью или частично зачтены индивидуальным налогоплательщиком в любом году в течение 10 лет, следующих за годом возникновения убытка. 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.

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. Начиная с первого квартала 2012 г. ряд компаний Группы выполняет требования законодательства и уплачивает налог на прибыль в составе 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.

	2012	2011	2010
В России	12 458	12 561	10 569
За рубежом	1 265	558	901
Прибыль до налога на прибыль	13 723	13 119	11 470

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2012	2011	2010
Текущий налог на прибыль			
В России	2 178	2 159	1 693
За рубежом	560	519	411
Итого текущий налог на прибыль	2 738	2 678	2 104
Отложенный налог на прибыль			
В России	131	581	299
За рубежом	(71)	34	(52)
Итого расход по отложенному налогу на прибыль	60	615	247
Итого налог на прибыль	2 798	3 293	2 351

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

	2012	2011	2010
Прибыль до налогообложения	13 723	13 119	11 470
Условная сумма налога по установленной в России ставке	2 745	2 624	2 294
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	227	693	266
влияния различия налоговых ставок за рубежом	(60)	169	(4)
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(311)	(328)	(226)
изменения величины оценочного резерва	197	135	21
Итого налог на прибыль	2 798	3 293	2 351

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2012	2011	2010
Налог на добычу полезных ископаемых	12 354	11 594	7 864
Социальные налоги и отчисления	604	587	429
Налог на имущество	535	573	518
Прочие налоги и отчисления	173	164	167
Итого налоги (кроме налога на прибыль)	13 666	12 918	8 978

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Прочие оборотные активы	153	127
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	569	591
Прочие краткосрочные обязательства	(284)	(216)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(3 651)	(2 790)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(3 213)	(2 288)

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2012	2011
Дебиторская задолженность	4	5
Долгосрочные обязательства	399	398
Запасы	6	13
Основные средства	344	207
Кредиторская задолженность	5	5
Перенос убытков прошлых периодов	758	646
Прочие	195	229
Всего активы по отложенному налогу на прибыль	1 711	1 503
Минус оценочный резерв	(750)	(553)
Активы по отложенному налогу на прибыль	961	950
Основные средства	(3 751)	(2 870)
Кредиторская задолженность	(50)	(39)
Дебиторская задолженность	(143)	(91)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(39)	(38)
Запасы	(103)	(63)
Финансовые вложения	(38)	(33)
Прочие	(50)	(104)
Обязательства по отложенному налогу на прибыль	(4 174)	(3 238)
Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль	(3 213)	(2 288)

В результате приобретения новых компаний в течение 2012 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 240 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 18 753 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, 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 2012 и 2011 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2012 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 2 490 млн долл. США, из которых 566 млн долл. США должны быть использованы в 2013 г., 119 млн долл. США – до 2014 г., 1 млн долл. США – до 2015 г., 1 млн долл. США – до 2016 г., 1 млн долл. США – до 2018 г., 2 млн долл. США – до 2019 г., 2 млн долл. США – до 2020 г., 712 млн долл. США – до 2021 г., 10 млн долл. США – до 2022 г., 11 млн долл. США – до 2035 г. и 1 065 млн долл. США не ограничены сроком использования.

ПРИМЕЧАНИЕ 14.
ПЕНСИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Группа финансирует пенсионный план с установленными выплатами, действие которого распространяется на большую часть персонала Группы. Один вид пенсии рассчитывается исходя из выслуги лет и размера оклада по состоянию на конец 2003 г., а также полученных за период работы наград. Другой вид пенсии рассчитывается пропорционально заработной плате. Данные пенсии финансируются исключительно из средств компаний Группы. Одновременно с этим работникам предоставляется возможность осуществлять пенсионные накопления с долевым участием Группы (до 4% от годовой заработной платы работника). Управление активами пенсионного плана

компаний Группы и выплату пенсий осуществляет организация «Негосударственный пенсионный фонд «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ».

Группа также обеспечивает ряд долгосрочных социальных льгот, в том числе единовременные выплаты в случае смерти работника, в случае потери трудоспособности и по выходу на пенсию. Также производятся выплаты пенсионерам по старости и инвалидности.

В качестве даты оценки пенсионных обязательств Компания использует 31 декабря. Оценка величины пенсионных обязательств Группы по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2012	2011
Пенсионные обязательства		
Пенсионные обязательства на 1 января	260	296
Влияние курсовых разниц	17	(14)
Стоимость вклада текущего года службы	14	15
Процентные расходы	19	22
Изменения пенсионного плана	12	(4)
Актуарный убыток	18	–
Выплаченные пенсии	(45)	(52)
Прибыль от секвестра	(1)	(3)
Пенсионные обязательства на 31 декабря	294	260
Активы пенсионного плана		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	105	112
Влияние курсовых разниц	7	(6)
Рентабельность активов пенсионного плана	8	2
Взносы компаний Группы	45	49
Выплаченные пенсии	(45)	(52)
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря	120	105
Статус фондирования	(174)	(155)
Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг.		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(158)	(128)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(16)	(27)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг.

	2012	2011
Ставка дисконтирования	7,10%	7,80%
Ставка роста заработной платы	7,10%	7,30%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2012 и 2011 гг.

	2012	2011
Ставка дисконтирования	7,80%	7,80%
Ставка роста заработной платы	7,30%	7,70%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	8,63%	8,95%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2012	2011
Неамортизированная стоимость вклада предыдущей службы	59	61
Непризнанный актуарный убыток	21	4
Итого затраты	80	65

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток в течение 2012 и 2011 гг.

	2012	2011
Дополнительный убыток за период	15	9
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	10	(4)
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(10)	(18)
Чистая сумма, признанная за период	15	(13)

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». Фонд «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	
	2012	2011
Еврооблигации	8%	4%
Российские корпоративные облигации	4%	28%
Депозиты в банках	74%	44%
Акции российских эмитентов	–	6%
Акции ОАО «ЛУКОЙЛ»	–	2%
Акции в инвестиционных фондах	11%	13%
Денежные средства	1%	–
Прочие активы	2%	3%
	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 и ценных бумаг с фиксированной доходностью. 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.

	2012	2011	2010
Пенсии, заработанные в течение года	14	15	16
Процентные расходы	19	22	23
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(9)	(10)	(11)
Амортизация стоимости прошлых услуг	13	17	18
Прибыль от секвестра	–	(2)	(3)
Итого расходы за период	37	42	43

Общий взнос работодателя в 2013 г. ожидается в размере 49 млн долл. США. Сумма 16 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2013 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

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

	2013	2014	2015	2016	2017	За годы 2013–2017	За годы 2018–2022
Пенсионные выплаты	17	15	15	15	15	77	61
Прочие долгосрочные выплаты работникам	32	17	17	16	17	99	75
Итого предполагаемые выплаты	49	32	32	31	32	176	136

ПРИМЕЧАНИЕ 15.
АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ*Обыкновенные акции*

	По состоянию на 31 декабря 2012 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2011 (тыс. штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(95 697)	(76 101)
Акции в обращении	754 866	774 462

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 2012, 2011 и 2010 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 217 807 млн руб., 271 934 млн руб. и 139 853 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. составило 7 171 млн долл. США, 8 446 млн долл. США и 4 589 млн долл. США соответственно.

На внеочередном Общем собрании акционеров, состоявшемся 18 декабря 2012 г., было принято решение о выплате промежуточных дивидендов за 2012 г. в размере 40,00 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,30 долл. США. Задолженность по дивидендам в сумме 12 млн долл. США и 10 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 27 июня 2012 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2011 г. в размере 75,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 2,26 долл. США.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 23 июня 2011 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2010 г. в размере 59,00 руб. на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 2,11 долл. США.

Прибыль на одну акцию

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

	2012	2011	2010
Чистая прибыль	11 004	10 357	9 006
Плюс проценты и начисления по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 2,625% годовых и сроком погашения в 2015 г.	64	63	3
Итого разводненная чистая прибыль	11 068	10 420	9 009
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	760 588	778 964	822 359
Плюс собственные акции для целей конвертации облигаций (тыс. штук)	20 509	20 383	892
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разводнения (тыс. штук)	781 097	799 347	823 251
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	14,47	13,30	10,95
разводненная прибыль	14,17	13,04	10,94

ПРИМЕЧАНИЕ 16. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость денежных средств и их эквивалентов (категория 1), дебиторской задолженности и долгосрочной дебиторской задолженности (категория 3) 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 (категория 3) отличается от сумм, отраженных в консолидированной финансовой отчетности. Предполагаемая справедливая стоимость долгосрочных долговых обязательств по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. составила 7 035 млн долл. США и 8 666 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 2012 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 прибылях или 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. Исключение составляют контракты по товарам, которые Группа планирует использовать или продать в течение разумного периода времени в ходе ведения обычной хозяйственной деятельности (т.е. контракты, применяемые для купли и продажи в рамках обычной деятельности). Для учета определенных долгосрочных контрактов по продаже нефтепродуктов Группа использует исключение и учитывает их как обычные сделки по приобретению или продаже. Указанное выше исключение используется для

учета контрактов, применяемых для купли и продажи в рамках обычной деятельности, при отражении подходящих договоров физической купли-продажи нефти и нефтепродуктов. И тем не менее, Группа может отказаться от использования этого исключения (например, когда другой производный инструмент

используется для управления рисками, связанными с договором на покупку или продажу, но метод учета операций хеджирования не используется. В этом случае оба договора – на покупку или продажу и договор производного инструмента – будут отражены в балансе по справедливой стоимости).

Структура активов и обязательств производных финансовых инструментов Группы, учитываемых по справедливой стоимости на регулярной основе, представлена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2012				По состоянию на 31 декабря 2011			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
Активы								
Товарные производные финансовые инструменты	-	417	-	417	-	575	-	575
Итого активы	-	417	-	417	-	575	-	575
Обязательства								
Товарные производные финансовые инструменты	-	(459)	-	(459)	-	(599)	-	(599)
Итого обязательства	-	(459)	-	(459)	-	(599)	-	(599)
Чистые обязательства	-	(42)	-	(42)	-	(24)	-	(24)

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 или 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.

Товарные производные финансовые инструменты оцениваются на основе брокерских котировок и публикуемых индексов цен, которые подтверждаются рыночными данными и относятся к Категории 2. Товарные производные финансовые инструменты оцениваются с применением отраслевых моделей. Данные модели предусматривают различные допущения, включая котировки форвардных цен на товары, временную стоимость денег, факторы волатильности, контрактные цены на базовые инструменты и прочие экономические оценки.

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 2012 г. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2012
Активы	
Дебиторская задолженность	417
Обязательства	
Кредиторская задолженность	(459)

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 55 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 97 млн долл. США.

Финансовые результаты от товарных производных финансовых инструментов были включены в консолидированные отчеты о совокупном доходе в состав строки «Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки». В 2012 г. реализованные убытки составили 300 млн долл. США и нереализованный убыток – 21 млн долл. США, в 2011 г. реализованные убытки составили 667 млн долл. США и нереализованная прибыль – 10 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. сальдо по незакрытым товарным производным финансовым инструментам, основной целью которых был контроль за изменением цен по основным операциям, было несущественным.

Производные финансовые инструменты по валютным операциям

Группа несет риск, связанный с курсами обмена валют, в результате осуществления международных операций. Группа не в полном объеме хеджирует риски, связанные с изменением курса обмена валют. Однако Группа выборочно хеджирует такие риски, если они связаны с ее обязательствами по инвестиционным проектам, налоговым платежам в местной валюте или по выплате дивидендов.

Справедливая стоимость активов и обязательств по производным финансовым инструментам, связанным с валютными операциями, по состоянию на 31 декабря 2012 г. была несущественной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о совокупном доходе в течение 2012 г. было несущественным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2012 г. также было несущественным.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, используемые Группой и потенциально подверженные концентрациям кредитных рисков, состоят в основном из эквивалентов денежных средств, внебиржевых производных контрактов и торговой задолженности. Денежные эквиваленты помещены в высококачественные коммерческие бумаги, инвестиционные фонды денежного рынка и срочные депозиты в ведущих международных банках и финансовых организациях.

Кредитный риск внебиржевых производных контрактов Группы, таких как форварды и свопы, исходит от контрагентов по сделке, как правило, от ведущего международного банка или ведущей финансовой организации. Риск отдельного контрагента управляется в рамках predetermined кредитных лимитов и включает использование требований обратной продажи (кэш-колл), когда это применимо, что снижает риск существенного невыполнения контракта. Группа использует также фьючерсы, которые, однако, имеют несущественный кредитный риск, поскольку торгуются на Нью-Йоркской товарной бирже или бирже «Интерконтинентал эксчендж» (ICE Futures).

Некоторые производные финансовые инструменты Группы содержат условия, требующие 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 2012 г. у Группы отсутствовали производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 12 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2012 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. ПРИБРЕТЕНИЕ НОВЫХ КОМПАНИЙ

В январе 2012 г. Компания получила уведомление о том, что Совет директоров компании «ERG S.p.A.» (далее – ERG) принял решение об исполнении опциона по дальнейшей продаже Компании 20%-й доли в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (Приоло, Италия). Уведомление было получено в соответствии с условиями, определенными первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Данное соглашение предоставляет второму участнику – ERG пут-опцион по поэтапной продаже Группе всей его доли в данном совместном предприятии. Сделка была одобрена европейскими регулирующими органами и завершена в сентябре 2012 г. После окончательных корректировок сумма сделки составила 494 млн евро (около 621 млн долл. США). Таким образом, доля Группы была увеличена с 60 до 80% и, в соответствии с условиями, определенными первоначальным соглашением, Группа получила контроль над совместным предприятием и консолидировала его. В качестве распределения стоимости приобретения Группа признала 646 млн долл. США деловой репутации, 2 914 млн долл. США основных средств, 747 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль, 1 024 млн долл. США оборотных активов и 444 млн долл. США краткосрочных обязательств. Стоимость основных средств была определена независимым оценщиком.

Справедливая стоимость доли Группы в комплексе «ИСАБ», учитываемая по методу долевого участия, непосредственно перед приобретением составила 2 074 млн долл. США. Вследствие переоценки учетной стоимости указанной доли непосредственно перед сделкой по приобретению до справедливой стоимости Группа признала прочий доход в сумме 3 млн долл. США. Для оценки справедливой стоимости на дату приобретения был использован доходный метод (категория 3).

Это приобретение не оказало существенного влияния на результаты деятельности Группы в течение 2012 г. Соответственно проформа отчета о прибылях и убытках не была представлена в данной консолидированной финансовой отчетности.

ПРИМЕЧАНИЕ 18. КОНСОЛИДАЦИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ С ПЕРЕМЕННОЙ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ

Группа и компания «КонокоФиллипс» имели совместное предприятие НМНГ, которое осуществляет разработку нефтяных месторождений Тимано-Печорского региона России. Группа и компания «КонокоФиллипс» имели равные права на управление деятельностью совместного предприятия, а их эффективные доли владения составляли 70 и 30% соответственно. В августе 2012 г. Группа приобрела инвестиции группы «КонокоФиллипс» в НМНГ, а также некоторые другие связанные с НМНГ активы за 604 млн долл. США. Данное приобретение увеличило долю владения Группы в НМНГ до 100%.

До даты приобретения 30%-й доли Группа консолидировала НМНГ, так как НМНГ являлось предприятием с переменной долей участия, а Группа – основным выгодополучателем.

ПРИМЕЧАНИЕ 19. УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить определенные обязательства – работы по разведке залежей нефти и газа, бурению скважин, обустройству месторождений и т.п., а также достичь определенного уровня добычи на месторождениях. Руководство считает, что утвержденные Группой годовые бюджеты по капитальному строительству полностью охватывают все требования описанных лицензионных обязательств.

В 2012 г. было подписано соглашение о строительстве комплекса переработки тяжелых остатков на нефтеперерабатывающем заводе Группы «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» в Болгарии. Планируется, что комплекс будет введен в действие в 2015 г. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по этому соглашению составляет около 1,1 млрд долл. США.

Группа имеет обязательства, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции, в размере 363 млн долл. США в течение последующих 25 лет.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2013 г. оценивается Группой в сумме около 232 млн долл. США.

Группа подписала несколько соглашений на 2012–2015 гг. на строительство платформ на шельфе Каспийского моря. По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 1 346 млн долл. США (за минусом авансов выданных).

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 2012 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 303 млн долл. США.

Обязательства по операционной аренде

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 475 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 218 млн долл. США, 175 млн долл. США и 155 млн долл. США в течение 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно. Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2012 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2012
2013	119
2014	106
2015	73
2016	48
2017	34
В последующие годы	95

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 составе прибылей и убытков. 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 в одних регионах налоговые споры могут быть разрешены в пользу Группы, в других – в пользу налоговых органов. 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. Верховный суд штата Колорадо 21 ноября 2005 г. 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 вернул 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 перенесла 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 против Компании в связи с отсутствием юрисдикции. 17 апреля 2012 г. АДК подала прошение об апелляции. 23 августа 2012 г. Апелляционный суд подтвердил решение Окружного суда города Денвер о прекращении всех дел против Компании в связи с отсутствием юрисдикции. АДК подала петицию на повторное рассмотрение дела, в которой ей было отказано 20 сентября 2012 г. После этого 18 октября 2012 г. АДК подала петицию в Верховный суд штата Колорадо об истребовании дела из нижестоящего в вышестоящий суд. 1 ноября 2012 г. Компания подала возражение на петицию о переводе дела. Верховный суд штата Колорадо еще не вынес решения, будет ли он рассматривать это дело. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного влияния на финансовое состояние Группы.

6 января 2012 г. АДК подала 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. Компания подала ходатайство о прекращении дела в Федеральный суд, и обязательное предоставление документов суду было приостановлено в связи с ожиданием дальнейших действий. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать позицию. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного влияния на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут быть связаны с применением существенных санкций в отношении Группы и несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

ПРИМЕЧАНИЕ 20. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и 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. Услуги связанных сторон по процессингу были оказаны зависимыми перерабатывающими заводами.

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 и 21.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 1 038 млн долл. США, 1 298 млн долл. США и 2 383 млн долл. США в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 50 млн долл. США, 54 млн долл. США и 134 млн долл. США в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 409 млн долл. США, 374 млн долл. США и 521 млн долл. США в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2012, 2011 и 2010 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 702 млн долл. США, 901 млн долл. США и 719 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 92 млн долл. США, 73 млн долл. США и 39 млн долл. США в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая авансы, составляла 496 млн долл. США и 339 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 85 млн долл. США и 115 млн долл. США на 31 декабря 2012 и 2011 гг. соответственно.

ПРИМЕЧАНИЕ 21. ПРОГРАММА ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ

В период с 2010 по 2012 гг. в Компании действовала программа по вознаграждению определенных членов руководства. Эта программа предусматривала распределение условно закрепляемых акций и выплату вознаграждения, состоящую из двух частей.

Первая – ежегодная выплата вознаграждения, основанная на количестве условно закрепляемых акций и сумме дивидендов на одну акцию, утвержденных акционерами. Выплата этого вознаграждения зависела от выполнения Группой определенных ключевых показателей деятельности на ежегодной основе. Вторая часть вознаграждения была основана на росте курса акций Компании в период с 2010 по 2012 гг., право на ее получение было реализовано в декабре 2012 года. Количество условно закрепляемых акций по данной программе вознаграждения составляло около 17,3 млн штук.

По первой части программы условных акций Группа признала обязательство, определенное на основе ожидаемых дивидендов и количества условно закрепленных акций.

Вторая часть программы условных акций первоначально 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. В декабре 2012 г. в программу были внесены определенные изменения, затрагивающие всех участников, которые привели к необходимости переклассификации ее второй части в состав обязательств. В результате этих изменений в четвертом квартале 2012 г. Группа отразила дополнительный расход по данной программе в сумме 33 млн долл. США.

Общие расходы по данной программе составили 182 млн долл. США, 137 млн долл. США и 129 млн долл. США за 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно, из которых 98 млн долл. США были изначально признаны в качестве увеличения добавочного

капитала в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно. В результате изменения программы, произошедшего в четвертом квартале 2012 г., 295 млн долл. США были переклассифицированы из добавочного капитала в состав обязательств. По состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. 380 млн долл. США и 28 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 2012, 2011 и 2010 гг. составила 37 млн долл. США, 20 млн долл. США и 21 млн долл. США соответственно.

В конце декабря 2012 г. Компания ввела новую программу по вознаграждению определенных членов руководства на период с 2013 по 2017 гг. Условия данной программы схожи с условиями предыдущей программы вознаграждения после модификации. Количество закрепляемых акций составляет около 19 млн штук. В настоящее время Группа завершает расчет справедливой стоимости новой программы на дату ее введения.

ПРИМЕЧАНИЕ 22. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2012,

2011 и 2010 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».

Сегмент деятельности

2012	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 130	133 139	1 362	1 411	129	–	139 171
Межсегментная деятельность	43 959	1 738	307	1 557	2 926	(50 487)	–
Итого выручка от реализации	47 089	134 877	1 669	2 968	3 055	(50 487)	139 171
Операционные расходы	5 210	3 565	568	1 867	2 299	(4 150)	9 359
Амортизация и износ	3 061	1 371	65	248	124	(37)	4 832
Расходы по процентам	850	691	47	73	557	(1 680)	538
Налог на прибыль	1 920	711	57	34	52	24	2 798
Чистая прибыль (чистый убыток)	8 326	3 639	(279)	(278)	(363)	(41)	11 004
Итого активы	67 523	70 120	1 166	4 530	20 512	(64 890)	98 961
Капитальные затраты	8 902	2 078	90	503	277	–	11 850

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							
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							
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

Географические сегменты

	2012	2011	2010
Реализация нефти на территории России	1 634	1 571	956
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	26 036	32 522	26 342
Реализация нефтепродуктов на территории России	16 803	15 242	10 928
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	86 604	76 335	60 018
Реализация продуктов нефтехимии в России	418	914	728
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	992	1 095	642
Прочая реализация на территории России	3 281	3 213	2 881
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	3 403	2 758	2 461
Итого выручка от реализации	139 171	133 650	104 956

2012	Россия	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации				
Сторонние организации	25 370	113 801	–	139 171
Межсегментная деятельность	39 355	200	(39 555)	–
Итого выручка от реализации	64 725	114 001	(39 555)	139 171
Операционные расходы	7 333	2 113	(87)	9 359
Амортизация и износ	3 834	998	–	4 832
Расходы по процентам	194	504	(160)	538
Налог на прибыль	2 316	489	(7)	2 798
Чистая прибыль	10 238	776	(10)	11 004
Итого активы	78 515	36 108	(15 662)	98 961
Капитальные затраты	9 343	2 507	–	11 850

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	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	8 542	542	(78)	9 006
Итого активы	74 033	30 225	(20 241)	84 017
Капитальные затраты	5 333	1 511	–	6 844

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 67 057 млн долл. США, 66 884 млн долл. США и 53 245 млн долл. США в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 12 649 млн долл. США, 9 496 млн долл. США и 8 595 млн долл. США в 2012, 2011 и 2010 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

ПРИМЕЧАНИЕ 23. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В соответствии с требованиями 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 22 февраля 2013 г. включительно.

ОАО «ЛУКОЙЛ» Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа
(аудит данной информации не проводился)
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

В соответствии с 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 2012 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	1 145	2 393	3 538	551
Доказанные запасы нефти и газа	8 555	58 408	66 963	2 436
Накопленные износ и амортизация	(2 213)	(21 803)	(24 016)	(838)
Чистые капитализированные затраты	7 487	38 998	46 485	2 149

По состоянию на 31 декабря 2011 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	659	1 192	1 851	166
Доказанные запасы нефти и газа	7 479	52 330	59 809	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	1 050	1 586	274
Доказанные запасы нефти и газа	6 578	49 914	56 492	2 111
Накопленные износ и амортизация	(1 490)	(18 530)	(20 020)	(597)
Чистые капитализированные затраты	5 624	32 434	38 058	1 788

II. ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЗАПАСОВ, ИХ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ

2012	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	97	–	97	–
недоказанные запасы	37	937	974	–
Затраты на геологоразведку	144	525	669	16
Затраты на разработку	1 621	6 489	8 110	490
Итого затраты	1 899	7 951	9 850	506

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

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.

2012	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	2 910	23 011	25 921	1 728
Передачи	–	17 165	17 165	34
Итого доходы	2 910	40 176	43 086	1 762
Затраты				
Затраты на добычу (не включая налоги)	(299)	(3 562)	(3 861)	(126)
Затраты на геологоразведку	(159)	(205)	(364)	(6)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(500)	(2 544)	(3 044)	(126)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(399)	(24 247)	(24 646)	(564)
Налог на прибыль	(428)	(1 618)	(2 046)	(423)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	1 125	8 000	9 125	517

2011	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	2 656	25 373	28 029	1 924
Передачи	–	14 107	14 107	14
Итого доходы	2 656	39 480	42 136	1 938
Затраты				
Затраты на добычу (не включая налоги)	(242)	(3 529)	(3 771)	(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)	(1 824)	(2 355)	(407)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	660	7 706	8 366	671

2010	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Доходы				
Выручка от реализации	1 926	20 003	21 929	1 350
Передачи	–	12 395	12 395	13
Итого доходы	1 926	32 398	34 324	1 363
Затраты				
Затраты на добычу (не включая налоги)	(218)	(3 212)	(3 430)	(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)	(1 807)	(2 121)	(275)
Результаты деятельности по добыче нефти и газа	591	6 907	7 498	525

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 более 50% лицензий, руководство считает, что в случае окончания срока действия лицензий они будут продлены для завершения оставшейся разработки каждого соответствующего месторождения.

ОАО «ЛУКОЙЛ» Дополнительная информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа
(аудит данной информации не проводился)
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы на конец 2012, 2011 и 2010 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
Нефть				
1 января 2010 г.	329	13 054	13 383	313
Пересмотр предыдущих оценок	(4)	(279)	(283)	(5)
Приобретение неизвлеченного сырья	62	–	62	–
Увеличение / открытие новых запасов	10	550	560	10
Добыча	(26)	(671)	(697)	(24)
31 декабря 2010 г.	371	12 654	13 025	294
Пересмотр предыдущих оценок	(12)	246	234	7
Приобретение неизвлеченного сырья	–	7	7	–
Увеличение / открытие новых запасов	4	515	519	1
Добыча	(26)	(636)	(662)	(22)
31 декабря 2011 г.	337	12 786	13 123	280
Пересмотр предыдущих оценок	(1)	67	66	(1)
Приобретение неизвлеченного сырья	42	–	42	–
Увеличение / открытие новых запасов	40	511	551	2
Добыча	(25)	(631)	(656)	(21)
Реализация запасов	(2)	(3)	(5)	–
31 декабря 2012 г.	391	12 730	13 121	260
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2010 г.	207	8 401	8 608	182
31 декабря 2011 г.	197	8 397	8 594	178
31 декабря 2012 г.	136	8 241	8 377	160

Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. составляла 71 млн барр., 163 млн барр. и 187 млн барр. соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию

на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. составляла 43 млн барр., 96 млн барр. и 132 млн барр. соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций 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 2010 г.	6 631	15 933	22 564	286
Пересмотр предыдущих оценок	(35)	1 198	1 163	11
Увеличение / открытие новых запасов	98	226	324	4
Добыча	(187)	(524)	(711)	(26)
31 декабря 2010 г.	6 507	16 833	23 340	275
Пересмотр предыдущих оценок	(487)	253	(234)	25
Приобретение неизвлеченного сырья	–	1	1	–
Увеличение / открытие новых запасов	240	309	549	1
Добыча	(189)	(545)	(734)	(27)
31 декабря 2011 г.	6 071	16 851	22 922	274
Пересмотр предыдущих оценок	(155)	602	447	12
Приобретение неизвлеченного сырья	1	–	1	–
Увеличение / открытие новых запасов	93	595	688	5
Добыча	(248)	(571)	(819)	(26)
Реализация запасов	(17)	–	(17)	–
31 декабря 2012 г.	5 745	17 477	23 222	265
Доказанные разрабатываемые запасы				
31 декабря 2010 г.	2 715	6 024	8 739	143
31 декабря 2011 г.	3 250	6 065	9 315	163
31 декабря 2012 г.	2 505	6 066	8 571	156

Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. составляла 23 млрд куб. фут, 31 млрд куб. фут и 34 млрд куб. фут соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию

на 31 декабря 2012, 2011 и 2010 гг. составляла 14 млрд куб. фут, 21 млрд куб. фут и 24 млрд куб. фут соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций 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 2012 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Поступления денежных средств будущих периодов	58 747	619 743	678 490	24 279
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(36 468)	(424 260)	(460 728)	(12 469)
Налог на прибыль будущих периодов	(4 156)	(34 573)	(38 729)	(2 592)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	18 123	160 910	179 033	9 218
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(9 964)	(96 015)	(105 979)	(4 723)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	8 159	64 895	73 054	4 495
Доля держателей неконтролирующих акций в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	397	397	–

31 декабря 2011 г.	За рубежом	Россия	Итого 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 держателей неконтролирующих акций в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	937	937	–

31 декабря 2010 г.	За рубежом	Россия	Итого 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 держателей неконтролирующих акций в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	963	963	–

VI. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЙ В СТАНДАРТИЗИРОВАННОЙ ОЦЕНКЕ ДИСКОНТИРОВАННЫХ БУДУЩИХ ЧИСТЫХ ПОТОКОВ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

Дочерние компании	2012	2011	2010
Дисконтированная стоимость на 1 января	75 162	43 637	45 597
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	256	39	(193)
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(14 215)	(13 515)	(12 454)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	(8 480)	69 089	22 241
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	627	(32 678)	(23 976)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	3 174	3 492	1 886
Расчетные затраты на разработку за период	7 241	6 182	5 565
Пересмотр предыдущих данных о запасах	377	620	(433)
Чистое изменение налога на прибыль	1 337	(7 467)	407
Прочие изменения	(735)	224	(141)
Эффект дисконтирования	8 310	5 539	5 138
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	73 054	75 162	43 637

Доля в зависимых компаниях	2012	2011	2010
Дисконтированная стоимость на 1 января	4 835	3 363	2 622
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(1 066)	(1 203)	(927)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	(101)	3 820	2 296
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(7)	(1 720)	(985)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	20	8	53
Расчетные затраты на разработку за период	88	66	120
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(3)	179	(56)
Чистое изменение налога на прибыль	139	(365)	(294)
Прочие изменения	17	267	234
Эффект дисконтирования	573	420	300
Дисконтированная стоимость на 31 декабря	4 495	4 835	3 363

АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ
КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО
СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данный отчёт представляет собой обзор финансового состояния ОАО «ЛУКОЙЛ» на 31 декабря 2012 г., результатов его деятельности за 2012, 2011 и 2010 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.

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 и жидких углеводородов пересчитаны из тонн в баррели с использованием коэффициентов, характеризующих плотность углеводородов в зависимости от месторождения, где они добываются, а также фактическую плотность продуктов, выработанных на газоперерабатывающих заводах 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. 88, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.

ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2012	Изменение к 2011, %	2011	Изменение к 2010, %	2010
Выручка от реализации (млн долл. США)	139 171	4,1	133 650	27,3	104 956
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США)	11 004	6,2	10 357	15,0	9 006
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США)	18 915	1,7	18 606	15,9	16 049
Налоги (кроме налога на прибыль), включая акцизы и экспортные пошлины (млн долл. США)	(36 502)	3,9	(35 135)	26,1	(27 856)
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (долл. США):					
базовая прибыль	14,47	8,8	13,30	21,4	10,95
разводнённая прибыль	14,17	8,7	13,04	19,1	10,94
Добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э.)	794 332	0,5	790 674	(4,5)	828 098
Среднесуточная добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э./сут)	2 170	0,2	2 166	(4,5)	2 269
Добыча нефти и жидких углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр.)	677 023	(1,1)	684 522	(5,1)	721 560
Добыча товарного газа Группой с учётом доли в зависимых компаниях (млн куб. м)	19 934	10,5	18 038	(0,4)	18 103
Производство нефтепродуктов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	63 773	1,8	62 667	(1,7)	63 770
Доказанные запасы углеводородов с учётом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.)	17 296	0,2	17 269	0,1	17 255

В 2012 г. чистая прибыль Группы составила 11 004 млн долл. США, что на 647 млн долл. США, или на 6,2%, больше, чем в предыдущем году. В 2011 г. чистая прибыль составила 10 357 млн долл. США, что на 1 351 млн долл. США, или на 15,0%, больше, чем в 2010 г. Чистая прибыль за четвёртый квартал 2012 г. составила 2 688 млн долл. США, что почти в два раза больше, чем за четвёртый квартал 2011 г. Основное влияние на чистую прибыль Группы в рассматриваемых периодах оказала динамика ставок экспортных пошлин и налога на добычу полезных ископаемых, а также цен на углеводороды. На финансовые результаты Группы в 2011 г. существенно повлияло признание в четвёртом квартале 2011 г. убытка от обесценения активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» в размере 955 млн долл. США за вычетом влияния налогов и неконтролирующей доли в дочерних компаниях.

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 38 странах мира на четырёх континентах.

ЛУКОЙЛ является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире по размеру доказанных запасов углеводородов, составивших по состоянию на 1 января 2013 г. около 17,3 млрд барр. н. э. (нефть – около 13,4 млрд барр., газ – 23,5 трлн куб. фут).

Деятельность Группы можно разделить на четыре основных операционных сегмента:

- **Разведка и добыча** – разведка и разработка нефтегазовых месторождений и добыча 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, реализация нефти, природного газа и продуктов их переработки.
- **Нефтехимия** – производство и реализации нефтехимической продукции.
- **Энергетика** – генерация, транспортировка и реализация 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. 60, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным, цены по этим сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учётом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и ряда других факторов. Соответственно анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искажённое представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий этих сегментов. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, а приводим финансовые данные по сегментам в *Примечании 22 «Сегментная информация» к консолидированной финансовой отчётности.*

ПОСЛЕДНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В 2012 г. Компания достигла следующих результатов:

Разведка и добыча

- Введены в эксплуатацию 7 новых нефтяных и 1 газовое месторождения (в 2011 г. – 4 нефтяных и газовых месторождения).
- В декабре компания Группы стала победителем аукциона на право пользования участком недр, включающим месторождения Имилорское, Западно-Имилорское и Источное в Западной Сибири. Геологические и извлекаемые запасы нефти (по сумме категорий С1 и С2) в пределах участка составляют соответственно 855,5 млн т и 193,7 млн т.
- Переломлена тенденция падения добычи нефти и обеспечена её стабилизация за счёт значительного роста объёмов бурения и геолого-технических мероприятий.
- Началась активная фаза обустройства на месторождении имени В. Филановского на шельфе Каспийского моря.
- На 11,2% увеличены объёмы добычи природного газа по сравнению с 2011 г.

Переработка

- С 1 июля все российские НПЗ Группы перешли на производство автомобильных бензинов, соответствующих только классу Евро-5.
- В сентябре Группа увеличила свою долю в нефтеперерабатывающем комплексе «ИСАБ» (далее – ИСАБ) с 60% до 80% и получила над ним контроль.
- В третьем квартале нефтеперерабатывающий завод Группы в Волгограде перешёл на производство дизельного топлива, соответствующего только классу Евро-5. Это стало возможным благодаря вводу в эксплуатацию новой установки гидроочистки дизельного топлива проектной мощностью 3 млн т в год.

Торговля и сбыт

- В апреле в порту Барселоны (Испания) был открыт новый нефтепродуктовый терминал общей мощностью 1 млн куб. м. Проект реализован совместным предприятием, управляемым на паритетной основе компанией Группы и испанской компанией «Меройл».

Эти и другие результаты, достигнутые в 2012 г., детально рассмотрены в отчёте далее.

ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ГРУППЫ

В январе 2012 г. Компания получила предложение о покупке дополнительной 20%-й доли в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом ИСАБ. Сделка была одобрена европейскими регулирующими органами и завершена в сентябре 2012 г. После окончательных корректировок сумма сделки составила 494 млн евро (около 621 млн долл. США), что позволило Группе увеличить долю владения с 60% до 80% и получить контроль над ИСАБ. В рамках этой сделки компания «ERG S.p.A.» частично исполнила опцион по полной продаже своей доли в совместном предприятии, созданном в 2008 г. В апреле 2011 г. в рамках этого опциона Группа уже приобрела 11% акций совместного предприятия за 241 млн евро (около 342 млн долл. США).

В августе 2012 г. Группа приобрела инвестицию группы «КонокоФиллипс» в ООО «Нарьянмарнефтегаз» (далее – НМНГ), а также некоторые другие связанные с НМНГ активы, за 604 млн долл. США. Группе «КонокоФиллипс» принадлежала 30%-я доля в НМНГ. Это приобретение увеличило долю владения Группы в НМНГ до 100%.

В январе 2010 г. Компания подписала контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении Западная Курна-2, расположенном на юге Ирака. Первоначально сторонами контракта являлись 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 составляла 56,25%. В 2012 г. доля Группы в этом проекте была увеличена до 75%. 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 свою 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 произведён 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 НМНГ совместное предприятие для разработки нефтяных месторождений, находящихся на севере Тимано-Печорского региона России. Доля Группы в совместном предприятии составляла 70%, тогда как управление осуществлялось Группой и компанией «КонокоФиллипс» на паритетной основе. В 2008 г. НМНГ начало промышленную добычу на основном нефтяном месторождении совместного предприятия – Южно-Хыльчюском. 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 учётом доли компании «КонокоФиллипс» в убытках совместного предприятия, а также списания отложенных налоговых активов убытки от обесценения активов НМНГ за 2011 г. 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 с учётом доли в запасах зависимых компаний в соответствии со стандартами Комиссии по ценным бумагам и биржам США (до достижения экономического предела рентабельной добычи), собранные на основе отчёта о запасах, проаудированного компаний «Миллер энд Ленц», нашим независимым оценщиком запасов, по состоянию на 1 января 2013 и 2012 гг.

Изменения в 2012 г.

(млн барр. н. э.)	1 января 2013 г. ⁽¹⁾	добыча ⁽²⁾	увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры	пересмотр предыдущих оценок	1 января 2012 г.
Западная Сибирь	9 712	(448)	337	112	9 711
Тимано-Печора	2 468	(120)	94	(56)	2 550
Урал	2 217	(112)	69	91	2 169
Поволжье	1 063	(35)	104	20	974
Прочие регионы России	216	(15)	7	–	224
За рубежом	1 620	(88)	92	(25)	1 641
Доказанные запасы нефти и газа	17 296	(818)	703	142	17 269
Вероятные запасы нефти и газа	7 723				8 415
Возможные запасы нефти и газа	4 272				3 939

⁽¹⁾ Не включая запасы, относящиеся к месторождениям Имилорское, Западно-Имилорское и Источное.

⁽²⁾ Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

Доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2013 г. составили 17 296 млн барр. н. э., в том числе 13 381 млн барр. нефти и 23 487 млрд куб. фут газа. Компенсация добычи приростом доказанных запасов в 2012 г. превысила 100%.

В 2012 г. рост доказанных запасов за счёт геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составил 703 млн барр. н. э. Основную часть прироста обеспечила доразведка месторождений на Северном Каспии и в Республике Коми. Пересмотр предыдущих оценок способствовал увеличению запасов на 142 млн барр. н. э. Основными факторами, обеспечившими в 2012 г. положительный пересмотр доказанных

запасов, стали совершенствование технологий разработки действующих месторождений, прогресс в подготовке к вводу в разработку ряда новых месторождений и увеличение объёмов утилизации газа.

Руководство Компании ожидает, что объёмы нефти и газа, классифицированные как условные ресурсы, будут переведены в запасы по мере приближения сроков их ввода в разработку, выполнения программы по увеличению объёмов утилизации газа, а также применения новейших технологий, позволяющих осуществлять рентабельную разработку трудноизвлекаемых запасов.

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».

Разведка и добыча за рубежом осуществляется 100%-й дочерней компанией «ЛУКОЙЛ-Оверсиз», которая участвует в СРП и других проектах в Казахстане, Азербайджане, Узбекистане, Ираке, Саудовской Аравии, Египте, Гане, Кот-д'Ивуаре, Вьетнаме, Венесуэле и Сьерра-Леоне.

В таблице ниже приводятся основные показатели, отражающие деятельность по разведке и добыче.

	2012	2011	2010
	(тыс. барр. н. э./сут)		
Среднесуточная добыча углеводородов, включая долю в зависимых компаниях, в том числе:	2 170	2 166	2 269
- нефть и жидкие углеводороды ⁽¹⁾	1 850	1 875	1 977
- природный газ ⁽²⁾	320	291	292
	(долл./барр. н. э.)		
Удельные затраты на добычу углеводородов	5,04	4,96	4,30
- в России	5,03	4,97	4,31
- за пределами России	5,07	4,85	4,29
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	3 861	3 771	3 430
- в России	3 562	3 529	3 212
- за пределами России	299	242	218
Затраты на геолого-разведочные работы	364	532	336
- в России	205	93	96
- за пределами России	159	439	240
Налог на добычу полезных ископаемых	12 354	11 594	7 864
- в России	12 261	11 502	7 795
- за пределами России	93	92	69

⁽¹⁾ Жидкие углеводороды, выработанные на газоперерабатывающих заводах Группы.

⁽²⁾ Товарный газ (за исключением газа, произведённого для собственного потребления, и с учётом нефтяного газа, проданного сторонним компаниям).

Добыча нефти. В 2012 г. среднесуточная добыча нефти снизилась до 1 813 тыс барр., или на 1,5%, по сравнению

с 2011 г. В 2012 г. добыча нефти (с учётом доли в добыче зависимых компаний) составила 663,4 млн барр., или 89,9 млн т.

В таблице ниже приводятся данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в 2012 и 2011 гг.

(тыс. тонн)	Изменение к 2011 г.				
	2012 г.	итого, %	структурное изменение	органическое изменение	2011 г.
Западная Сибирь	49 214	0,2	–	112	49 102
Тимано-Печора	15 634	(10,9)	–	(1 913)	17 547
Урал	13 498	5,4	–	693	12 805
Поволжье	3 603	12,5	–	400	3 203
Прочие регионы России	1 899	(2,7)	–	(53)	1 952
Добыча в России	83 848	(0,9)	–	(761)	84 609
Добыча за рубежом	3 342	(2,1)	(74)	3	3 413
Итого добыча дочерними компаниями Группы	87 190	(0,9)	(74)	(758)	88 022
Доля Группы в добыче зависимых компаний					
в России	386	8,1	–	29	357
за рубежом	2 280	(10,2)	–	(258)	2 538
Итого добыча	89 856	(1,2)	(74)	(987)	90 917

Основным регионом добычи нефти Группой является Западная Сибирь. В 2012 г. здесь было добыто 56,4% от общего объёма добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в 2011 г. – 55,8%). Начиная со второй половины 2011 г. Компании удалось стабилизировать добычу нефти в Западной Сибири, которая снижалась в течение нескольких последних лет.

Основной причиной снижения добычи нефти в России стало сохранение высоких темпов роста обводнённости на Южно-Хыльчюском месторождении.

Структурное изменение в добыче нефти за рубежом произошло в результате продажи в конце второго квартала 2012 г. 1,5%

(10% нашей доли) в консорциуме «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (далее – КПО), ведущем добычу углеводородов в Казахстане, государственной компании «КазМунайГаз».

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 для процессинга на сторонние заводы.

	2012		2011		2010	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	1 994	272	4 010	547	2 243	306
Закупки нефти за рубежом	119 883	16 355	151 753	20 703	156 759	21 386
Итого закупки нефти	121 877	16 627	155 763	21 250	159 002	21 692

Значительная часть закупок нефти Группой производилась в целях её переработки. В 2012 г. для поставки на зарубежные заводы было приобретено 12 512 тыс. т нефти по сравнению с 12 969 тыс. т нефти в 2011 г. Снижение закупок было связано с увеличением объёма собственных поставок нефти. Закупки для торговых операций также существенно сократились.

Добыча газа и выработка жидких углеводородов.

В 2012 г. добыча товарного газа с учётом доли в добыче зависимых компаний составила 19 934 млн куб. м газа (117,3 млн барр. н. э.), что на 10,5% больше, чем в 2011 г.

Основным газовым месторождением Группы является Находкинское, где добыча природного газа в 2012 г. составила 8 041 млн куб. м (в 2011 г. – 8 273 млн куб. м). Объёмы добычи газа за рубежом выросли на 39,7% в основном благодаря росту добычи по проектам в Узбекистане. Так, Группа добыла 992 млн куб. м газа на месторождении Гиссар (промышленная добыча начата в декабре 2011 г.) и увеличила добычу на месторождении Хаузак на 635 млн куб. м, или на 24,2%.

В 2012 г. выработка жидких углеводородов на газоперерабатывающих заводах Группы в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье составила 13,6 млн барр. н. э. по сравнению с 13,1 млн барр. н. э. в 2011 г.

ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ

Переработка. Группа владеет и управляет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в Европейской части России, и четырьмя заводами за рубежом – в Болгарии, Румынии, Италии и на Украине. Кроме того, Группа владеет 45%-й долей в нефтеперерабатывающем заводе «Зееланд» (далее – Зееланд) в Нидерландах.

В сентябре 2012 г. Группа увеличила свою долю в нефтеперерабатывающем комплексе ИСАБ с 60% до 80% и получила над ним контроль (до апреля 2011 г. Группа владела 49%-й долей в ИСАБ). Начиная с сентября 2012 г. ИСАБ перестал быть зависимой компанией и стал консолидируемым дочерним предприятием Группы.

По сравнению с 2011 г. производство нефтепродуктов на дочерних и зависимых НПЗ Группы увеличилось на 1,8%.

В результате плановых ремонтов производство нефтепродуктов на российских НПЗ снизилось на 1,8%. На зарубежных НПЗ производство нефтепродуктов выросло на 9,7% в основном в результате увеличения доли Группы в ИСАБ.

Компания инвестирует значительные средства в модернизацию НПЗ с целью занять лидирующее положение в России по производству экологичного топлива высокого качества. Начиная с 1 июля 2012 г. все бензины и большая часть дизельного топлива, производимые Группой в России, соответствуют классу Евро-5.

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа также может перерабатывать нефть на сторонних заводах в зависимости от рыночной конъюнктуры и других факторов. С 2011 г. Группа перерабатывает нефть на стороннем НПЗ в Казахстане. В 2012 г. была возобновлена переработка нефти на сторонних НПЗ в Белоруссии.

В следующей таблице представлены основные данные о деятельности по переработке нефти.

	2012	2011	2010
		(млн долл. США)	
Затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	1 669	1 418	1 121
- в России	1 141	1 112	806
- за пределами России ⁽¹⁾	528	306	315
Затраты на переработку нефти на ИСАБ и Зееланд ⁽²⁾	702	890	719
Затраты на переработку нефти на сторонних НПЗ	96	7	5
Капитальные затраты	1 406	783	702
- в России	988	586	542
- за пределами России ⁽¹⁾	418	197	160
		(тыс. барр./сут)	
Переработка нефти на НПЗ Группы	1 128	1 073	1 107
- в России	890	909	908
- за пределами России ^{(1) (3)}	238	164	199
Переработка нефти на ИСАБ и Зееланд ^{(2) (3)}	195	230	222
Переработка нефти на сторонних НПЗ	53	5	2
Итого переработка нефти	1 376	1 308	1 331
		(тыс. т)	
Производство нефтепродуктов на НПЗ Группы	54 009	51 055	52 762
- в России	42 468	43 248	43 346
- за пределами России ⁽¹⁾	11 541	7 807	9 416
Производство нефтепродуктов на ИСАБ и Зееланд ⁽²⁾	9 764	11 612	11 008
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	2 472	256	107
Итого производство нефтепродуктов	66 245	62 923	63 877

⁽¹⁾ Включая показатели ИСАБ за сентябрь – декабрь 2012 г. в доле 80%.

⁽²⁾ Включая долю в ИСАБ (60% с апреля 2011 г. по август 2012 г. и 49% до апреля 2011 г.) и 45%-ю долю в Зееланд.

⁽³⁾ 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 5,6 тысяч АЗС. Большинство заправочных станций работает под маркой «ЛУКОЙЛ».

В следующей таблице представлены данные о торговых операциях Группы.

	2012	2011	2010
		(тыс. т)	
Розничные продажи	15 424	15 249	14 336
Оптовые продажи	97 558	87 337	91 020
Итого продажи нефтепродуктов	112 982	102 586	105 356
Закупки нефтепродуктов в России	1 772	2 026	1 853
Закупки нефтепродуктов за рубежом	52 761	45 655	45 816
Итого закупки нефтепродуктов	54 533	47 681	47 669

Экспорт нефти и нефтепродуктов из России. Объём экспорта нефти из России предприятиями Группы составил:

	2012		2011		2010	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	223 185	30 448	215 605	29 414	231 525	31 586
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	31 418	4 286	38 739	5 285	65 999	9 004
Итого экспорт нефти из России	254 603	34 734	254 344	34 699	297 524	40 590

Объём экспорта нефти в 2012 г. по сравнению с 2011 г. существенно не изменился. В 2012 г. Компания экспортировала 41,4% добытой в России нефти (в 2011 г. – 41,0%).

Практически весь объём экспорта нефти, минуя «Транснефть», в рассматриваемых периодах осуществлялся через собственную инфраструктуру Компании. Снижение экспорта нефти через собственную инфраструктуру связано со снижением добычи на Южно-Хыльчуйском месторождении (в 2012 г. было добыто 1 275 тыс. т нефти по сравнению с 3 316 тыс. т нефти в 2011 г.).

В 2012 г. экспорт нефтепродуктов снизился на 6,2% по сравнению с 2011 г. и составил 22,5 млн т. В основном Группа экспортировала из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили около 89% от всего объёма экспортируемых нефтепродуктов.

Причиной снижения экспорта нефтепродуктов стало снижение объёма переработки нефти в России наряду с увеличением внутреннего спроса.

В 2012 г. выручка от экспорта нефти и нефтепродуктов зарубежным компаниям Группы и третьим лицам составила 25 174 млн долл. США и 16 779 млн долл. США соответственно

(25 022 млн долл. США по нефти и 17 725 млн долл. США по нефтепродуктам в 2011 г.).

ЭНЕРГЕТИКА

В 2012 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 ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго», ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК», ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», объекты энергогенерации при нефтегазодобывающих предприятиях Группы в России, а также при НПЗ Группы в Болгарии, Румынии и на Украине. Производство электроэнергии составило 15,4 млрд кВт/ч в 2012 г. и 13,1 млрд кВт/ч в 2011 г. Производство тепловой энергии составило 14,7 млн Гкал в 2012 г. и 15,5 млн Гкал в 2011 г.

В 2012 г. Компания начала строительство в Астрахани двух парогазовых установок 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 2012 г. цена на нефть марки «Брент» изменялась от 88 до 128 долл./барр., достигнув максимального значения в 128,18 долл./барр. в начале марта.

Большая часть нефти, поставляемой Группой на экспорт, является нефтью марки «Юралс». В приведённой ниже таблице отражены средние цены на нефть и нефтепродукты за 2012, 2011 и 2010 гг.

	2012	Изменение к 2011, %	2011	Изменение к 2010, %	2010
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)					
Нефть марки «Брент»	111,67	0,4	111,26	39,9	79,50
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) ⁽¹⁾	110,55	1,3	109,10	39,4	78,29
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) ⁽¹⁾	110,19	1,0	109,08	39,4	78,26
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	631,08	3,5	609,51	37,8	442,35
Дизельное топливо 0,01% (ФОБ Роттердам)	980,00	2,2	958,73	39,3	688,46
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	1 036,14	5,3	984,12	33,9	735,24

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 2012, 2011 и 2010 гг.

	2012	Изменение к 2011, %	2011	Изменение к 2010, %	2010
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут топочный	320,29	0,4	318,99	30,1	245,27
Дизельное топливо	832,71	9,5	760,53	36,5	557,36
Бензин (Аи-92)	813,94	(5,1)	857,70	20,1	714,26
Бензин (Аи-95)	869,33	(3,2)	897,81	20,8	743,17

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. Укрепление покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации, составило 0,7% в 2012 г. по сравнению с 2011 г. При этом номинальное укрепление доллара США, рассчитанное как изменение средних обменных курсов за 2012 и 2011 гг., составило 5,8%.

Приведённая ниже таблица содержит данные о темпах инфляции в России и изменении курса рубля к доллару США.

	2012	2011	2010
Рублёвая инфляция (ИПЦ), %	6,6	6,1	8,7
Средний обменный курс за период (рубель к доллару США)	31,09	29,39	30,37
Обменный курс на конец периода (рубель к доллару США)	30,37	32,20	30,48

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 2012, 2011 и 2010 гг. налоги по операциям в России составили примерно 88%, 88% и 85% 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 2012, 2011 и 2010 гг. 78%, 80% и 77% соответственно. В 2012 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 53% 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, в рассматриваемых периодах составили:

		2012 ⁽¹⁾	Изменение к 2011, %	2011 ⁽¹⁾	Изменение к 2010, %	2010 ⁽¹⁾
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	404,15	(1,2)	409,19	49,6	273,55
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки						
средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	266,70	(2,8)	274,27	39,5	196,60
легкие дистилляты, в том числе						
автобензин	долл./т	363,72	6,4	341,94	73,9	196,60
прямогонный бензин	долл./т	363,72	9,2	333,08	69,4	196,60
жидкие топлива (мазут)	долл./т	266,70	27,9	208,46	96,8	105,91
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	руб./т	5 065,95	13,7	4 456,54	44,9	3 075,76
природный газ	руб./1 000 м ³	251,00	5,9	237,00	61,2	147,00

⁽¹⁾ Средние значения.

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

		2012 ⁽¹⁾	Изменение к 2011, %	2011 ⁽¹⁾	Изменение к 2010, %	2010 ⁽¹⁾
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	долл./т	162,93	7,4	151,65	49,7	101,28
природный газ	долл./1 000 м ³	8,07	0,1	8,06	66,5	4,84

⁽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 определяется путем корректировки базовой ставки 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 2012 г. базовая ставка составляла 446 руб. за метрическую тонну добытой нефти (419 руб. в 2011 и 2010 гг.). В настоящее

время базовая ставка налога на добычу полезных ископаемых на 2013 г. составляет 470 руб. за метрическую тонну. Однако размер ставки 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 осуществляет добычу на шельфе Каспийского моря и применяет нулевую ставку налога на добычу полезных ископаемых. Руководство ожидает, что экономия от применения нулевой ставки будет расти по мере увеличения объёмов добычи.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа. Налог на добычу природного газа

для независимых производителей в России исчисляется с использованием фиксированной ставки. В 2011 г. ставка была равна 237 руб. за 1 000 куб. м природного газа, в 2012 г. – 251 руб. В 2013 г. ставка составит 265 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-члены Таможенного союза – Беларусь и Казахстан не облагается экспортными пошлинами.

Акцизы на нефтепродукты. Ответственность за уплату акцизов на нефтепродукты в России возложена на перерабатывающие предприятия (за исключением прямогонного бензина).

При этом акцизом облагаются только нефтепродукты, реализованные на внутреннем рынке.

В других странах, где Группа осуществляет свою деятельность, плательщиками акциза являются как производители, так и продавцы, в зависимости от местного законодательства.

Начиная с 2011 г. ставки акцизов в России были повышены и поставлены в зависимость от экологического класса топлива. Ниже в таблице приведены ставки акцизов за 2012, 2011 и 2010 гг.

		2012	Изменение к 2011, %	2011	Изменение к 2010, %	2010
Автомобильный бензин						
ниже Евро-3	руб./т	7 976,37	33,1	5 995,00	105,1	2 923,00
Евро-3	руб./т	7 633,37	34,6	5 672,00	42,1	3 992,00
Евро-4	руб./т	6 822,00	32,6	5 143,00	28,8	3 992,00
Евро-5	руб./т	5 977,91	16,2	5 143,00	28,8	3 992,00
Дизельное топливо						
ниже Евро-3	руб./т	4 199,55	52,5	2 753,00	131,7	1 188,00
Евро-3	руб./т	4 058,33	63,3	2 485,00	109,2	1 188,00
Евро-4	руб./т	3 562,00	58,5	2 247,00	89,1	1 188,00
Евро-5	руб./т	3 260,36	45,1	2 247,00	89,1	1 188,00
Моторные масла	руб./т	6 072,00	29,7	4 681,00	44,2	3 246,10
Прямогонный бензин	руб./т	7 824,00	28,5	6 089,00	41,9	4 290,00
		2012	Изменение к 2011, %	2011	Изменение к 2010, %	2010
Автомобильный бензин						
ниже Евро-3	долл./т	256,53	25,8	204,00	112,0	96,25
Евро-3	долл./т	245,50	27,2	193,01	46,8	131,45
Евро-4	долл./т	219,41	25,4	175,01	33,1	131,45
Евро-5	долл./т	192,26	9,9	175,01	33,1	131,45
Дизельное топливо						
ниже Евро-3	долл./т	135,06	44,2	93,68	139,5	39,12
Евро-3	долл./т	130,52	54,4	84,56	116,2	39,12
Евро-4	долл./т	114,56	49,8	76,46	95,5	39,12
Евро-5	долл./т	104,86	37,1	76,46	95,5	39,12
Моторные масла	долл./т	195,29	22,6	159,29	49,0	106,89
Прямогонный бензин	долл./т	251,63	21,4	207,20	46,7	141,26

В 2013 г. ставки акцизов будут увеличены следующим образом:

	с 1 января по 30 июня 2013 г.		с 1 июля по 31 декабря 2013 г.	
	руб./т	долл./т ⁽¹⁾	руб./т	долл./т ⁽¹⁾
Автомобильный бензин				
ниже Евро-3	10 100,00	332,54	10 100,00	332,54
Евро-3	9 750,00	321,01	9 750,00	321,01
Евро-4	8 560,00	281,83	8 960,00	295,00
Евро-5	5 143,00	169,33	5 143,00	169,33
Дизельное топливо				
ниже Евро-3	5 860,00	192,94	5 860,00	192,94
Евро-3	5 860,00	192,94	5 860,00	192,94
Евро-4	4 934,00	162,45	5 100,00	167,91
Евро-5	4 334,00	142,69	4 500,00	148,16
Моторные масла	7 509,00	247,23	7 509,00	247,23
Прямогонный бензин	10 229,00	336,78	10 229,00	336,78

⁽¹⁾ Пересчитано в доллары США по курсу на 31 декабря 2012 г.

Налог на прибыль. Федеральная ставка налога на прибыль в Российской Федерации 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 счёт убытков другой компании Группы. Убытки для целей налогообложения могли 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 определённых 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. Некоторые компании Группы выполнили требования законодательства и уплачивают налог на прибыль в составе КГН с первого квартала 2012 г.

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». Владелец железнодорожной инфраструктуры в России является ОАО «Российские железные дороги». Обе компании принадлежат государству. Основную часть нефтепродуктов Группа транспортирует железнодорожным транспортом.

В России большая 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 2012, 2011 И 2010 ГГ.

В таблице ниже приведены данные из консолидированных отчётов о совокупном доходе за указанные периоды.

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Выручка			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	139 171	133 650	104 956
Затраты и прочие расходы			
Операционные расходы	(9 359)	(9 055)	(8 298)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	(64 148)	(59 694)	(43 250)
Транспортные расходы	(6 171)	(6 121)	(5 608)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(3 755)	(3 822)	(3 558)
Износ и амортизация	(4 832)	(4 473)	(4 154)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(13 666)	(12 918)	(8 978)
Акцизы и экспортные пошлины	(22 836)	(22 217)	(18 878)
Затраты на геолого-разведочные работы	(364)	(532)	(336)
Прибыль (убыток) от вычитания и снижения стоимости активов	30	(1 663)	(363)
Прибыль от основной деятельности	14 070	13 155	11 533
Расходы по процентам	(538)	(694)	(712)
Доходы по процентам и дивидендам	257	211	174
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	518	690	472
Убыток по курсовым разницам	(512)	(301)	(122)
Прочие внеоперационные (расходы) доходы	(72)	58	125
Прибыль до налога на прибыль	13 723	13 119	11 470
Текущий налог на прибыль	(2 738)	(2 678)	(2 104)
Отложенный налог на прибыль	(60)	(615)	(247)
Итого налог на прибыль	(2 798)	(3 293)	(2 351)
Чистая прибыль	10 925	9 826	9 119
Чистый убыток (чистая прибыль), относящиеся к неконтролируемой доле	79	531	(113)
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	11 004	10 357	9 006
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	14,47	13,30	10,95
разводнённая прибыль	14,17	13,04	10,94

Ниже приведён анализ основных финансовых показателей отчётности.

ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ

Продажи по видам продукции	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	24 414	30 132	25 251
Экспорт и продажи в странах СНГ	1 622	2 390	1 091
Продажи на внутреннем рынке	1 634	1 571	956
	27 670	34 093	27 298
Нефтепродукты			
Экспорт и реализация на международных рынках			
оптовая реализация	75 880	65 060	50 340
розничная реализация	10 724	11 275	9 678
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	8 113	7 349	5 427
розничная реализация	8 690	7 893	5 501
	103 407	91 577	70 946
Продукты нефтехимии			
Экспорт и продажи на международных рынках	992	1 095	642
Продажи на внутреннем рынке	418	914	728
	1 410	2 009	1 370
Газ и продукция его переработки			
Экспорт и продажи на международных рынках	2 385	1 878	1 565
Продажи на внутреннем рынке	1 092	1 001	786
	3 477	2 879	2 351
Реализация энергии и сопутствующих услуг	1 394	1 472	1 416
Прочие продажи			
Экспорт и продажи на международных рынках	962	880	890
Продажи на внутреннем рынке	851	740	685
	1 813	1 620	1 575
Продажи, всего	139 171	133 650	104 956

Объёмы продаж	2012	2011	2010
		(тыс. барр.)	
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	222 466	275 696	326 669
Экспорт и продажи в странах СНГ	31 622	45 329	23 280
Продажи на внутреннем рынке	33 264	32 699	26 637
	287 352	353 724	376 586
		(тыс. тонн)	
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	30 350	37 612	44 566
Экспорт и продажи в странах СНГ	4 314	6 184	3 176
Продажи на внутреннем рынке	4 538	4 461	3 634
	39 202	48 257	51 376
		(тыс. тонн)	
Нефтепродукты			
Экспорт и продажи на международных рынках			
оптовая реализация	85 917	76 313	80 043
розничная реализация	6 568	6 945	7 314
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	11 641	11 024	10 977
розничная реализация	8 856	8 304	7 022
	112 982	102 586	105 356
Объёмы продаж нефти и нефтепродуктов, всего	152 184	150 843	156 732

Средние сложившиеся цены реализации		2012	2011	2010
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ)	(долл./барр.)	109,74	109,30	77,30
Нефть (в странах СНГ)	(долл./барр.)	51,31	52,71	46,84
Нефтепродукты				
оптовая реализация	(долл./т)	883,18	852,55	628,91
розничная реализация	(долл./т)	1 632,81	1 623,53	1 323,31
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть	(долл./барр.)	49,12	48,06	35,90
Нефтепродукты				
оптовая реализация	(долл./т)	696,91	666,62	494,37
розничная реализация	(долл./т)	981,21	950,51	783,49

В 2012 г. выручка от реализации увеличилась на 5 521 млн долл. США, или на 4,1%, по сравнению с 2011 г. (в 2011 г. увеличилась на 28 694 млн долл. США, или на 27,3%, по сравнению с 2010 г.).

Выручка от продаж нефти уменьшилась на 6 423 млн долл. США, или на 18,8% (в 2011 г. увеличилась на 6 795 млн долл. США, или на 24,9%, по сравнению с 2010 г.).

Выручка от продаж нефтепродуктов выросла на 11 830 млн долл. США, или на 12,9% (в 2011 г. выросла на 20 631 млн долл. США, или на 29,1%, по сравнению с 2010 г.).

Реализация нефти

Сравнение 2012 и 2011 гг.

По сравнению с 2011 г. выручка от продаж нефти в 2012 г. снизилась на 6 423 млн долл. США, или на 18,8%, в результате снижения объёмов реализации на 18,8%, или на 9 055 тыс. т, вследствие падения объёмов торговых операций, роста переработки и снижения добычи нефти.

В 2012 г. выручка от экспорта нефти из России компаниям Группы и третьим лицам составила 25 174 млн долл. США.

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 по сравнению с 2010 г.

В 2011 г. выручка от экспорта нефти из России компаниям Группы и третьим лицам составила 25 022 млн долл. США.

Реализация нефтепродуктов

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов на международных рынках увеличилась на 10 820 млн долл. США, или на 16,6%. Увеличение выручки произошло за счёт роста средних цен реализации на 3,6%, а также увеличения объёмов продаж на 12,6%.

В 2012 г. выручка от реализации нефтепродуктов через розничную сеть Группы за рубежом снизилась на 551 млн долл. США, или на 4,9%. Средние цены реализации в 2012 г.

увеличились на 0,6%, в то время как объёмы продаж снизились на 5,4%, или на 377 тыс. т, в основном в результате реструктуризации нашей розничной сети в США.

По сравнению с 2011 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России увеличилась на 764 млн долл. США, или на 10,4%. Это связано с изменением средней цены реализации нефтепродуктов и объёмов реализации, которые в 2012 г. увеличились на 4,5% и 5,6% соответственно.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России в 2012 г. увеличилась на 797 млн долл. США, или на 10,1%. Объём розничных продаж увеличился на 6,6% в результате роста спроса на моторное топливо в России. Средняя цена реализации увеличились на 3,2% по сравнению с 2011 г.

В 2012 г. выручка от экспорта нефтепродуктов из России компаниям Группы и третьим лицам составила 16 779 млн долл. США.

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.

Реализация продуктов нефтехимии

Сравнение 2012 и 2011 гг.

Выручка от продаж продуктов нефтехимии в 2012 г. снизилась на 599 млн долл. США, или на 29,8%, вследствие пожара на нефтехимическом заводе в Ставрополе в декабре 2011 г. По сравнению с 2011 г. объём реализации продуктов нефтехимии в России снизился на 55,0%, а за рубежом – на 8,2%.

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%.

Реализация газа и продуктов его переработки

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. продажи газа и продуктов его переработки увеличились на 598 млн долл. США, или на 20,8%.

Оптовая выручка от продаж продуктов газопереработки увеличилась в 2012 г. на 129 млн долл. США, или на 10,8%. Средние цены оптовой реализации продуктов газопереработки снизились на 2,4%, в то время как объёмы реализации увеличились на 13,6%.

Розничная выручка от реализации продуктов газопереработки осталась на уровне 2011 г.

Выручка от продаж природного газа в 2012 г. увеличилась на 422 млн долл. США, или на 48,8%. Рост выручки произошел как в России, так и за рубежом. Основной причиной роста на внутреннем рынке стало увеличение цены реализации газа Газпрому на 37,0%. Рост выручки за рубежом в основном был связан с ростом объёмов и цен реализации природного газа в Узбекистане.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. продажи газа и продуктов его переработки увеличились на 528 млн долл. США, или на 22,5%. По сравнению с 2010 г. выручка от оптовых продаж продуктов газопереработки увеличилась в 2011 г. на 364 млн долл. США,

или на 43,6%, в результате роста цен. Розничная выручка от реализации продуктов 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%.

Реализация энергии и сопутствующих услуг

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. выручка энергетического сегмента Группы снизилась на 78 млн долл. США, или на 5,3%. Выручка генерирующих дочерних обществ выросла по сравнению с 2011 г. в том числе за счёт роста реализации энергии сторонним потребителям в Болгарии и на Украине. Однако объёмы операций по перепродаже электроэнергии снизились.

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.

Реализация прочей продукции

Выручка от реализации прочей продукции включает в себя нетопливную выручку нашей розничной сети, выручку от оказания транспортных услуг, услуг по добыче и переработке нефти, по аренде, а также выручку от реализации производственными и сбытовыми компаниями Группы услуг и товаров, не связанных с их основной деятельностью.

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. прочие продажи выросли на 193 млн долл. США, или на 11,9%. Этот рост включает выручку в сумме 85 млн долл. США от услуг по переработке нефти, оказанных комплексом ИСАБ в сентябре – декабре 2012 г.

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.

ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	3 861	3 771	3 430
Затраты на переработку на НПЗ Группы	1 669	1 418	1 121
Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ	798	897	724
Затраты по процессингу нефти на ИСАБ	64	–	–
Затраты на транспортировку нефти до НПЗ	1 241	1 060	1 048
Затраты предприятий энергетики	619	617	654
Затраты предприятий нефтехимии	303	343	221
Прочие операционные расходы	804	949	1 100
Итого операционные расходы	9 359	9 055	8 298

Методика распределения операционных расходов в приведённой таблице отличается от подходов, используемых при подготовке данных для [Примечания 22 «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 2012 г. операционные расходы увеличились на 304 млн долл. США, или на 3,4%.

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, на приобретение ГСМ, оплату электроэнергии, стоимость выработки жидких углеводородов, на страхование имущества и иные аналогичные затраты.

Сравнение 2012 и 2011 гг.

Затраты на добычу в 2012 г. увеличились на 90 млн долл. США, или на 2,4%. Рост затрат на повышение нефтеотдачи пластов, энергию, ремонты и техническое обслуживание, а также заработную плату был в значительной степени компенсирован обесценением рубля к доллару США. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов в 2012 г. возросла с 4,96 долл./барр. н.э. до 5,04 долл./барр. н.э.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Затраты на добычу в 2011 г. увеличились на 341 млн долл. США, или на 9,9%. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов в 2011 г. выросла с 4,30 до 4,96 долл./барр. н.э., или на 15,3%, по сравнению с 2010 г.

Рост затрат в основном был обусловлен укреплением рубля к доллару США, а также ростом расходов на энергообеспечение, ремонты и заработную плату.

Затраты на переработку на собственных НПЗ

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. затраты на переработку на собственных НПЗ выросли на 251 млн долл. США, или на 17,7%.

В 2012 г. затраты на переработку на собственных заводах в России выросли на 2,6%, или на 29 млн долл. США. Рост расходов за счёт увеличения потребления присадок и роста их стоимости, а также плановых ремонтов был компенсирован за счёт обесценения рубля.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом в 2012 г. выросли на 72,5%, или на 222 млн долл. США. Основной причиной роста стало получение контроля над ИСАБ в сентябре 2012 г. (*подробнее см. раздел Переработка, торговля и сбыт на с. 58*).

Сравнение 2011 и 2010 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли в целом в 2011 г. на 297 млн долл. США, или на 26,5%.

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. снизились на 2,9%, или на 9 млн долл. США. Снижение объёмов производства на заводах в Болгарии и Румынии было частично компенсировано ростом расходов на энергообеспечение и ремонт. 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.

Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа перерабатывает нефть на сторонних и зависимых НПЗ за рубежом.

Сравнение 2012 и 2011 гг.

Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ в 2012 г. снизились на 11,0%, или на 99 млн долл. США. Снижение затрат по сравнению с 2011 г. объясняется приобретением Группой контроля над ИСАБ в сентябре 2012 г. (*подробнее см. раздел Переработка, торговля и сбыт на с. 58*), что было частично компенсировано за счёт начала переработки нефти на сторонних НПЗ в Белоруссии начиная с первого квартала 2012 г.

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 в результате роста стоимости энергии, укрепления евро к доллару США и ремонтов, проведённых на ИСАБ в первом квартале 2011 г.

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ

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 2012 и 2011 гг.

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ в 2012 г. увеличились на 181 млн долл. США, или на 17,1%. Причиной роста расходов стали поставки нефти на сторонние НПЗ в Белоруссии, где Группа начала переработку нефти в первом квартале 2012 г.

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.

Затраты предприятий нефтехимии

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. затраты предприятий нефтехимии снизились на 40 млн долл. США, или на 11,7%. Несмотря на резкое сокращение производства в результате пожара, повредившего установку по производству этилена на заводе в Ставрополе, его операционные расходы существенно не снизились вследствие проведения ремонта на других объектах завода. Снижение расходов в результате падения объёмов выработки на других нефтехимических заводах Группы и ослабления местных валют к доллару США было частично компенсировано приобретением Группой в сентябре 2012 г. контроля над ИСАБ, на котором так же производится продукция нефтехимии.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. затраты предприятий нефтехимии увеличились на 122 млн долл. США, или на 55,2%, в основном в результате роста производства. 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. Кроме того, на рост расходов повлияли укрепление рубля, а также увеличение потребления сырья в связи с изменением ассортимента выпускаемой продукции.

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, а также стоимость прочих товаров и услуг, реализуемых производственными и сбытовыми компаниями Группы, и расходы непрофильных предприятий Группы.

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. прочие операционные расходы снизились на 145 млн долл. США, или на 15,3%. В основном это снижение

было вызвано изменением величины обязательств, связанных с выбытием активов.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

В 2011 г. прочие операционные расходы снизились на 151 млн долл. США, или на 13,7%. 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.

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 2012 и 2011 гг.

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки увеличилась в 2012 г. на 4 454 млн долл. США, или на 7,5%, по сравнению с 2011 г. в основном в результате изменения объёмов торговых операций с нефтепродуктами.

В 2012 г. убытки по хеджированию составили 321 млн долл. США по сравнению с убытками в размере 657 млн долл. США в 2011 г.

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. убытки по хеджированию составили 657 млн долл. США по сравнению с убытками в размере 232 млн долл. США в 2010 г.

ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ

Сравнение 2012 и 2011 гг.

Транспортные расходы Группы по сравнению с 2011 г. существенно не изменились.

Наши фактические средневзвешенные по объёму транспортные расходы по различным направлениям экспортных поставок нефти и нефтепродуктов изменились в 2012 г. по сравнению с 2011 г. следующим образом: тарифы на трубопроводную транспортировку нефти выросли на 2,8%; тарифы на железнодорожную перевозку

нефтепродуктов уменьшились на 3,6%; ставки морских перевозок нефти увеличились на 10,6%, а нефтепродуктов – на 6,2%.

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%.

КОММЕРЧЕСКИЕ, ОБЩЕХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В состав коммерческих, общехозяйственных и административных расходов входят 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 2012 и 2011 гг.

Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы Компании в 2012 г. существенно не изменились.

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 сбытовых 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.

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 нефтеперерабатывающий комплекс «Зееланд». Начиная с сентября 2012 г. результаты ИСАБ не включаются в прибыль компаний, учитываемых по методу долевого участия (*подробнее см. раздел Переработка, торговля и сбыт на с. 7*).

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, снизилась на 172 млн долл. США, или

на 24,9%. Основными причинами этого стали снижение объемов добычи нефти нашими зависимыми обществами в Казахстане и начисление в 2012 г. компанией «Тургай-Петролеум» дополнительного резерва по налогу на сверхприбыль за предшествующие периоды.

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».

НАЛОГИ (КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ)

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
В России			
Налог на добычу полезных ископаемых	12 261	11 502	7 795
Социальные налоги и отчисления	493	480	327
Налог на имущество	511	538	479
Прочие налоги и отчисления	82	77	93
Итого в России	13 347	12 597	8 694
За рубежом			
Налог на добычу полезных ископаемых	93	92	69
Социальные налоги и отчисления	111	107	102
Налог на имущество	24	35	39
Прочие налоги и отчисления	91	87	74
Итого за рубежом	319	321	284
Итого	13 666	12 918	8 978

Сравнение 2012 и 2011 гг.

Налоги (кроме налога на прибыль) выросли в 2012 г. на 748 млн долл. США, или на 5,8%, в основном за счёт роста расходов по налогу на добычу полезных ископаемых, вызванного увеличением ставки налога.

В 2012 г. применение пониженной ставки налога на добычу на месторождениях с высокой степенью выработанности и нулевой ставки на месторождениях с высоковязкой нефтью и новых месторождениях привело к снижению расходов по этому налогу на 1 490 млн долл. США (1 161 млн долл. США в 2011 г.), из которых 129 млн долл. США относятся к льготе по добыче нефти на месторождении им. Ю. Корчагина на шельфе Каспийского моря.

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 и новых месторождениях привело к снижению 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-Хыльчуйское месторождение. Однако в начале декабря 2010 г. на месторождении был достигнут накопленный объём добычи в 15 млн т, и с этого момента Группа платит налог на добычу нефти на этом месторождении по полной ставке.

Рост социальных налогов и отчислений в России был связан с изменениями в налоговом законодательстве.

АКЦИЗЫ И ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
В России			
Акциз на нефтепродукты	1 922	1 710	951
Экспортные пошлины на нефть	11 315	11 714	10 513
Экспортные пошлины на нефтепродукты	5 561	5 028	3 574
Итого в России	18 798	18 452	15 038
За рубежом			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	3 355	3 445	3 700
Экспортные пошлины на нефть	274	319	136
Экспортные пошлины на нефтепродукты	409	1	4
Итого за рубежом	4 038	3 765	3 840
Итого	22 836	22 217	18 878

Сравнение 2012 и 2011 гг.

В 2012 г. расходы по экспортным пошлинам увеличились на 497 млн долл. США, или на 2,9%. Рост расходов по экспортным пошлинам на нефтепродукты на 10,6% на фоне снижения объемов экспорта на 6,2% произошел в результате существенного (на 27,9%) увеличения ставки пошлины на экспорт мазута, доля которого в структуре экспорта Группы в 2012 г. составила около 40%. Этот рост был частично компенсирован снижением расходов по экспортным пошлинам на нефть, в основном, в результате роста доли экспорта нефти в Белоруссию в общем объеме экспорта. Кроме того, экономия при экспорте нефти с месторождения им. Ю. Корчагина в 2012 г. составила 150 млн долл. США. За рубежом рост расходов по экспортным пошлинам на нефтепродукты был связан с экспортом из Белоруссии, где Группа перерабатывает нефть с начала 2012 г.

В России рост расходов по акцизам объясняется ростом ставок акцизов на моторные топлива. Несмотря на то, что они существенно выросли по сравнению с 2011 г., увеличение доли выпуска моторных топлив класса Евро-5 на российских НПЗ Группы позволило избежать резкого роста расходов по акцизам в 2012 г. Так, во второй половине 2012 г. весь объем бензинов, производимых Группой в России, соответствовал экологическому классу Евро-5, в то время как в 2011 г. доля бензинов класса Евро-5 была незначительна.

Снижение расходов по акцизам за рубежом произошло в результате уменьшения объемов реализации подакцизных товаров по сравнению с 2011 г., а также в результате ослабления евро и местных валют к доллару США.

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 объемов 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 объемами добычи нефти на этом месторождении в 2011 и 2010 гг. применение льготы не оказало значительного влияния на результаты Группы.

ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Сравнение 2012 и 2011 гг.

По сравнению с 2011 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы снизилась на 168 млн долл. США, или на 31,6%, в 2012 г. Затраты по списанию сухих скважин составили 127 млн долл. США в 2012 г. и 417 млн долл. США в 2011 г. При этом существенно выросли объёмы сейсмических исследований в России.

В четвёртом квартале были списаны расходы по сухой скважине в Сьерра-Леоне в сумме 26 млн долл. США. Во втором квартале 2012 г. были списаны расходы по сухой скважине в Поволжье в сумме 50 млн долл. США.

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, по сравнению с 225 млн долл. США в 2010 г.

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.

ПРИБЫЛЬ (УБЫТОК) ОТ ВЫБЫТИЯ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ АКТИВОВ

Сравнение 2012 и 2011 гг.

Во втором квартале 2012 г. Компания признала доход в размере 178 млн долл. США от продажи 1,5% (10% своей доли) в КПО государственной компании «КазМунайГаз». Сумма налога на прибыль, начисленного по этой сделке, составила 148 млн долл. США.

Убытки от выбытия и снижения стоимости активов включает в себя финансовый результат от выбытия ряда непрофильных активов, а также сумму индивидуально незначительных снижений стоимостей активов некоторых низкоэффективных подразделений Группы.

Сравнение 2011 и 2010 гг.

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. 55.*

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

ПРОЧИЕ ВНЕОПЕРАЦИОННЫЕ (РАСХОДЫ) ДОХОДЫ

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.

НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Сравнение 2012 и 2011 гг.

По сравнению с 2011 г. расходы Компании по налогу на прибыль снизились на 495 млн долл. США, или на 15,0%. При этом прибыль до уплаты налогов увеличилась на 604 млн долл. США, или на 4,6%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2012 г. составила 20,4% по сравнению с 25,1% в 2011 г., в то время как установленная максимальная ставка в Российской Федерации равна 20%. Квартальные отклонения эффективной ставки могут возникать вследствие курсовых прибылей и убытков в отчётности российских предприятий Группы, которые увеличивают или уменьшают налогооблагаемую прибыль в соответствующих периодах. Высокий уровень эффективной ставки в 2011 г. в основном объясняется обесценением активов НМНГ, которое не уменьшило налогооблагаемую базу (*Подробнее см. раздел Обесценение активов ООО «Нарьянмарнефтегаз» на с. 55*).

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%.

СВЕРКА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ И ПРИБЫЛИ ДО ВЫЧЕТА ПРОЦЕНТОВ, НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ, ИЗНОСА И АМОРТИЗАЦИИ (ЕБИТДА)

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	11 004	10 357	9 006
Увеличивается (уменьшается) на:			
налог на прибыль	2 798	3 293	2 351
износ и амортизацию	4 832	4 473	4 154
расходы по уплате процентов	538	694	712
доходы по процентам и дивидендам	(257)	(211)	(174)
ЕБИТДА	18 915	18 606	16 049

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, приобретённым 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

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности	18 997	15 514	13 541
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(13 216)	(9 013)	(7 296)
Денежные средства, использованные в финансовой деятельности	(5 680)	(6 023)	(6 146)

ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основным источником денежных средств Компании являются средства, полученные от основной деятельности. Их объём в 2012 г. составил 18 997 млн долл. США, что на 22,5% больше, чем в 2011 г. В основном этот рост произошёл благодаря снижению рабочего капитала на 2 474 млн долл. США по сравнению с 1 января 2012 г.

Основными причинами снижения рабочего капитала стали:

- чистое уменьшение торговой дебиторской и кредиторской задолженности на 1 711 млн долл. США;
- чистое уменьшение прочих активов и обязательств по налогам на 194 млн долл. США;

- чистое уменьшение прочих активов и обязательств на 686 млн долл. США.

В то же время это было частично компенсировано ростом запасов на 126 млн долл. США.

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2012 г. составили 11 850 млн долл. США, что на 39,5% больше, чем в 2011 г.

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Капитальные затраты ⁽¹⁾			
Разведка и добыча			
Россия	7 014	5 084	3 911
За рубежом	1 888	1 545	997
Итого разведка и добыча	8 902	6 629	4 908
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	1 510	1 030	945
За рубежом	568	324	375
Итого переработка, торговля и сбыт	2 078	1 354	1 320
Нефтехимия			
Россия	62	55	27
За рубежом	28	34	49
Итого нефтехимия	90	89	76
Энергетика	503	196	420
Прочие	277	224	120
Итого капитальных затрат	11 850	8 492	6 844

⁽¹⁾ Включая неденежные операции и авансовые платежи.

Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 2 273 млн долл. США, или на 34,3%. Рост затрат в России был в основном связан с обустройством месторождения им. В. Филановского на Каспии, а также ростом объёмов эксплуатационного бурения в Западной Сибири. За рубежом Группа значительно увеличила инвестиции в развитие проектов в Ираке и Узбекистане.

Рост капитальных затрат в сегменте переработки, торговли и сбыта за рубежом связан прежде всего со строительством комплекса переработки тяжелых остатков на НПЗ в Болгарии.

В России увеличение произошло в основном за счёт инвестиций в строительство установки каталитического крекинга и расширение резервуарного парка на НПЗ в Нижнем Новгороде и установки гидрокрекинга на НПЗ в Волгограде.

Капитальные затраты в секторе энергетики выросли в результате выполнения инвестиционной программы, в частности строительства парогазовой установки мощностью 235 МВт в Астрахани, ввод которой в эксплуатацию запланирован на третий квартал 2013 г.

В приведённой ниже таблице раскрыты объёмы капитальных затрат на разведку и добычу в новых перспективных регионах.

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Ямал	476	372	162
Каспий ⁽¹⁾	1 425	555	369
Гана	13	216	87
Кот-д'Ивуар	44	227	92
Ирак	924	203	172
Узбекистан	477	480	286
Итого	3 359	2 053	1 168

⁽¹⁾ Российские и международные проекты.

Кроме того, в четвертом квартале 2012 г. компания Группы совершила первый 50%-й платеж в сумме 836 млн долл. США за права на разработку участка недр, включающего месторождения Имилорское, Западно-Имилорское и Источное

в Западной Сибири. Второй 50%-й платеж был произведён в январе 2013 г. Также, 58 млн долл. США были заплачены за права на разработку участка Верхнеянгарейский в Республике Коми.

	2012	2011	2010
	(млн долл. США)		
Приобретение компаний ⁽¹⁾			
Разведка и добыча			
Россия	200	252	–
За рубежом	22	500	922
Итого разведка и добыча	222	752	922
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	25	10	7
За рубежом	658	342	3
Итого переработка, торговля и сбыт	683	352	10
Энергетика	–	–	–
Прочие	–	–	–
За минусом приобретённых денежных средств	(19)	(4)	–
Итого приобретений компаний	886	1 100	932

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

В 2012 г. Группа приобрела 20%-ю долю в ИСАБ за 621 млн долл. США.

В 2011 г. Группа осуществила 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».

ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В 2012 г. отток денежных средств, связанный с изменением задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составил 1 266 млн долл. США по сравнению с оттоком в сумме 2 004 млн долл. США в 2011 г.

В первом квартале 2012 г. Группа осуществила выкуп собственных акций на сумму 128 млн долл. США, а во втором – приобрела облигации с правом обмена на акции на сумму 740 млн долл. США.

В 2011 г. Группа произвела авансовый платёж в сумме 1 760 млн долл. США на приобретение облигаций с правом обмена на акции.

КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ КОМПАНИИ

Агентство Standard & Poor's подтвердило долгосрочный корпоративный кредитный рейтинг и рейтинг по обязательствам Компании на уровне «BBB-», прогноз – «позитивный».

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».

ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ЗАБАЛАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО КАПИТАЛЬНЫМ ВЛОЖЕНИЯМ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА КОМПАНИИ

В соответствии с лицензионными соглашениями, связанными с разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений в России, Группа должна выполнить определённые обязательства – разведку залежей нефти и газа, бурение скважин, обустройство месторождений и т.п., а также достичь определённого уровня добычи на месторождениях. Руководство считает, что утвержденные Группой годовые бюджеты по капитальному строительству полностью охватывают все требования описанных лицензионных обязательств.

В 2012 г. было подписано соглашение о строительстве комплекса переработки тяжелых остатков на нефтеперерабатывающем заводе Группы «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД» в Болгарии. Планируется, что комплекс будет введен в действие в 2015 г. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по этому соглашению составил около 1,1 млрд долл. США.

Группа имеет обязательства, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции, в размере 363 млн долл. США в течение последующих 25 лет.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределённый срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объём таких услуг определяется на основе программы капитального строительства Группы, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по этому соглашению в 2013 г. оценивается Группой в сумме около 232 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 1 346 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 определённые изменения в инвестиционной программе, предусматривающие ее продление до конца 2014 г. По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа оценивает эти обязательства в сумме, приблизительно равной 303 млн долл. США.

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

(млн долл. США)	Итого	2013	2014	2015	2016	2017	После
Балансовые обязательства							
Краткосрочная задолженность по займам и кредитам	126	126	-	-	-	-	-
Долгосрочные банковские займы и кредиты	867	280	194	180	129	46	38
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	420	19	400	-	-	-	1
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	898	-	898	-	-	-	-
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 436	-	-	1 436	-	-	-
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 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	198	198	-	-	-	-	-
Обязательства по аренде	82	35	45	1	1	-	-
ИТОГО	6 621	658	1 537	1 617	130	546	2 133
Забалансовые обязательства							
Обязательства по операционной аренде	475	119	106	73	48	34	95
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	363	177	18	18	18	18	114
Обязательства по капитальным вложениям сегмента энергетики	303	226	77	-	-	-	-
Обязательства «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»	1 130	818	308	4	-	-	-
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	232	232	-	-	-	-	-
Обязательства в рамках обустройства месторождения им. В. Филановского	1 346	126	1 220 ⁽¹⁾	-	-	-	-

⁽¹⁾ Обязательства, исполнение которых запланировано на 2014 и 2015 гг.

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. Верховный суд штата Колорадо 21 ноября 2005 г. 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 вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо, чтобы рассмотреть, должен ли был 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 перенесла 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 против Компании в связи с отсутствием юрисдикции. 17 апреля 2012 г. АДК подала прошение об апелляции. 23 августа 2012 г. Апелляционный суд подтвердил решение Окружного суда города Денвер о прекращении всех дел против Компании в связи с отсутствием юрисдикции. АДК подала петицию на повторное рассмотрение дела, в которой ей было отказано 20 сентября 2012 г. После этого 18 октября 2012 г. АДК подала петицию в Верховный суд штата Колорадо об истребовании дела из нижестоящего в вышестоящий суд. 1 ноября 2012 г. Компания подала возражение на петицию о переводе дела. Верховный суд штата Колорадо еще не вынес решения, будет ли он рассматривать это дело. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного влияния на финансовое состояние Группы.

6 января 2012 г. АДК подала 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. Компания подала ходатайство о прекращении дела в Федеральный суд, и обязательное предоставление документов суду было приостановлено в связи с ожиданием дальнейших действий. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать позицию. Руководство считает, что конечный результат данного разбирательства не окажет значительного негативного влияния на финансовое состояние Группы.

Группа вовлечена в ряд других судебных разбирательств, которые возникают в процессе осуществления ее деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут быть связаны с применением существенных санкций в отношении Группы и несут в себе некоторую неопределенность, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

КЛЮЧЕВЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Подготовка финансовой отчётности в соответствии с ОПБУ США 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 могут быть отражены в финансовой отчётности, будут отличаться от тех, которые включены в финансовую отчётность сейчас.

ПРИБРЕТЕНИЕ 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 держатели неконтролирующих акций 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 держатели неконтролирующих акций 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 неденежной форме, признается по справедливой (рыночной) стоимости реализованных нефти и нефтепродуктов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА «РЕЗУЛЬТАТИВНЫХ ЗАТРАТ» ДЛЯ УЧЁТА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ

Учёт в нефтегазодобывающей отрасли ведётся в соответствии с правилами, 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 о 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 более 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 статьёй 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 разницеми 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 прибылях или 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 признаётся 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 прибылях или убытках.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ

В соответствии с законодательством, различными договорами и лицензиями Группа имеет юридические обязательства по демонтажу оборудования, сворачиванию производства и восстановлению окружающей среды по окончании процесса производства. Наиболее существенные из этих обязательств связаны со скважинами и нефтегазодобывающим оборудованием. Группа отражает справедливую оценку обязательств, связанных с окончанием использования активов, в периоде, в котором они возникли. Процесс оценки будущих затрат, связанных с ликвидацией, включает в себя существенные

допущения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств будет погашаться в будущем, и законодательство и договоры часто не имеют четкого описания необходимых критериев и методов ликвидации. Технологии, связанные с демонтажом и ликвидацией, находятся в состоянии развития, как и политическая, природоохранная и экономическая среда.

УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

На дату составления консолидированной финансовой отчётности могут существовать определённые условия (обстоятельства), которые могут привести к убыткам для Группы, возможность возникновения или не возникновения 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 производится начисление условных обязательств и сумма включается в прибыли или убытки. Если оценка условных событий и обязательств указывает на то, что вероятность возникновения убытков невелика или вероятность возникновения убытков высока, но при этом их величина не поддается определению, то в примечаниях к консолидированной финансовой отчётности раскрывается характер условного обязательства вместе с оценкой величины возможных убытков. Информация об условных убытках, которые считаются маловероятными, обычно не раскрывается, если только они не касаются гарантий, характер которых необходимо раскрыть. Руководство Компании постоянно контролирует уже известные и потенциальные условные события и обязательства и делает соответствующие начисления в прибылях или 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 прибылях или убытках. Нереализованные прибыли и убытки отражаются как актив или обязательство в консолидированном балансе.

ИЗМЕНЕНИЯ В СТАНДАРТАХ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

В декабре 2011 г. Комитет по стандартам финансового учёта опубликовал ОСУ № 2011-11 *«Раскрытие операций по взаимозачету активов и обязательств»*. Данное ОСУ требует от компаний раскрывать информацию о взаимозачетах между активами и обязательствами, а также подобные им операции таким образом, чтобы пользователи финансовой отчётности имели информацию о влиянии таких операций на финансовое положение компании. 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 отчётных периодов, начинающихся после 1 января 2013 г.

В январе 2013 г. Комитет по стандартам финансового учёта опубликовал ОСУ № 2013-01 *«Баланс (раздел 210): Пояснения по объёму раскрытия операций по взаимозачету активов и обязательств»*, которое поясняет, что торговая и иная дебиторская задолженность не подпадают под действие ОСУ № 2011-11. В настоящее время Группа оценивает влияние, оказываемое ОСУ № 2011-11 на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы, и считает, что оно не будет существенным.

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.

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,
- 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, в стандартах и порядке бухгалтерского учёта,
- возможности Компании по увеличению доли рынка сбыта выпускаемой продукции и осуществлению контроля за расходами,
- приобретение и реализация активов,
- изменения в технологиях,
- достигнутые Компанией успехи в деле управления рисками, связанными с перечисленными факторами.

Приведённый список существенных обстоятельств не является исчерпывающим. При использовании прогнозных заявлений необходимо тщательно учитывать все вышеприведённые обстоятельства, иные события, а также элементы неопределённости, особенно в свете социально-политических, экономических и правовых условий деятельности Компании. Прогнозные заявления действительны только на дату заявления.

При безусловном соблюдении всех постоянных обязательств, налагаемых на нас Правилами получения листинга Управления по листингу Великобритании, мы не 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 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.

www.lukoil.ru

