

ВСЕГДА В ДВИЖЕНИИ



ЛУКОЙЛ

ОТЧЕТ О  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2013

**ЛУКОЙЛ** является одной из крупнейших нефтегазовых компаний в мире, на долю которой приходится более 2% мировой добычи нефти и около 1% доказанных запасов углеводородов. Обладая полным производственным циклом за счет вертикальной интеграции, Компания полностью контролирует всю производственную цепочку – от добычи нефти и газа до сбыта нефтепродуктов

Ежедневно продукты нашей деятельности, энергию и тепло покупают миллионы потребителей в 39 странах мира, улучшая качество своей жизни. Около 110 000 человек объединяют свои усилия и талант, чтобы обеспечить Компании передовые позиции на рынке



### МИССИЯ

Мы созданы, чтобы энергию природных ресурсов обратить во благо человека, эффективно и ответственно разрабатывать доверенные нам уникальные месторождения углеводородов, обеспечивая рост Компании, благополучие ее работников и общества



### КОРПОРАТИВНЫЕ ЦЕННОСТИ

→ **Персонал и преемственность.** Все, что делает Компания, – делается людьми и для людей. Передавая опыт поколений нефтяников, Компания сохраняет преемственность

→ **Экологичность.** Являясь одним из крупнейших природопользователей в мире, мы неукоснительно следуем высочайшим мировым экологическим стандартам и гордимся тем, что в Компании выстроена продуманная система управления охраной окружающей среды по всей вертикали управления

→ **Ответственность за жизни людей и вверенные природные ресурсы** в регионах деятельности

→ **Открытость и партнерство** во взаимодействии с обществом и заинтересованными сторонами

→ **Нравственность.** Следуя своему предназначению, ЛУКОЙЛ осуществляет деятельность на основе честности и справедливости, уважительности и порядочности



### ПРЕИМУЩЕСТВА

→ **Конкурентоспособность.** Диверсифицированный портфель активов, сильная сырьевая база, растущий бизнес

→ **Эффективность.** ЛУКОЙЛ является одной из наиболее эффективных Компаний российского нефтегазового сектора

→ **Надежность.** Стабильная структура акционеров, высокие стандарты корпоративного управления и ответственности

→ **Доходность.** Устойчивое финансовое положение и высокие результаты деятельности позволяют нам стабильно увеличивать выплаты акционерам. Дивиденд на акцию по итогам 2013 года может составить 110 руб. (+22,2% к уровню 2012 года), дивидендная доходность – 5,5%

# Содержание

## ОБРАЩЕНИЕ К АКЦИОНЕРАМ

4



## О КОМПАНИИ

ЛУКОЙЛ  
на карте  
мира

Ключевые  
показатели

Бизнес-  
модель

События  
2013 года

Стратегия  
и достижения

Оценка  
достижений:  
ключевые  
показатели  
эффективности

Система риск-  
менеджмента

Основные  
тенденции  
развития  
нефтегазовой  
отрасли  
до 2025 года

6

8

9

10

12

13

15

17



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

Запасы

Геолого-разведочные  
работы

Разработка  
и добыча

Перспективные  
проекты

ЛУКОЙЛ-Коми

Технологии

23

25

28

33

38

40



## ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ, ЭНЕРГЕТИКА И СБЫТ

Нефтепереработка

Газопереработка

Нефтехимия

Энергетика

Реализация  
нефти и газа

Сбыт  
нефтепродуктов

47

53

54

56

58

64



## КОРПОРАТИВНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Охрана окружающей  
среды

Промышленная безопасность  
и охрана труда

Персонал

Взаимодействие  
с обществом

Взаимодействие  
с заинтересованными  
сторонами

70

72

74

77

82



## КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Структура  
управления

Совет  
директоров

Исполнительные  
органы

Контрольные  
органы

Деловая этика

Информация для  
акционеров и инвесторов

85

86

94

100

102

102



## ПРИЛОЖЕНИЯ

Риски

Финансовая  
отчетность Компании

Анализ руководством  
Компании финансового  
состояния и результатов  
деятельности

Справочная  
информация

109

115

163

197



## Обращение к акционерам

### УВАЖАЕМЫЕ АКЦИОНЕРЫ!

В 2013 году ЛУКОЙЛ успешно реализовал поставленные задачи, подтверждая конкурентоспособность, высокую эффективность, надежность, что позволит увеличить доходность акционеров за счет роста дивидендов до 110 руб./акция<sup>1</sup> (+22% к уровню 2012 года). Дивидендная доходность может составить 5,5%.

Чистая прибыль Компании в 2013 году составила 7,8 млрд долл. Негативное влияние на динамику чистой прибыли оказали неденежные убытки от обесценения активов.

В 2013 году перед нашей Компанией стояли очень серьезные вызовы, с которыми она справилась.

↑ **1,5** %

### РОСТ СУТОЧНОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В 2013 ГОДУ

В первую очередь стоит отметить успехи Компании в Западной Сибири, где большинство месторождений находятся на поздней стадии эксплуатации. Мы продолжили стабилизировать добычу нефти в регионе за счет применения новейших технологий и увеличения бурения. Кроме того, у Компании существуют перспективы развития новых месторождений. Так, мы начали работу по подготовке крупного Имилорского участка, запуск которого планируется в 2015 году.

На Каспии Компания также добилась впечатляющих результатов: мы значительно увеличили добычу углеводородов на месторождении им. Ю. Корчагина и завершили первый этап обустройства крупнейшего в регионе месторождения – им. В. Филановского.

В Ираке на обустройстве месторождения Западная Курна-2 в 2013 году мы подошли к финальной стадии подготовки и завершили множество объектов. Что позволило нам 29 марта 2014 года начать промышленную добычу на месторождении.

Стоит отметить успехи российских предприятий перерабатывающего и сбытового блока, которые были получены не только за счет благоприятной внешней конъюнктуры, но и за счет их высокой конкурентоспособности. Все наши заводы сегодня проходят комплексную модернизацию. В частности, мы продолжили строительство коксовой установки в Перми, гидрокрекинга в Волгограде и каталитического крекинга в Нижнем Новгороде. Ввод в действие этих установок позволит обеспечить адекватный рост денежных потоков Компании.

Наша стратегия заключается в стремлении к увеличению долгосрочной стоимости Компании и доходов акционеров. Создавая новые эффективные точки роста бизнеса для будущего поступательного развития, Компания в настоящее время проходит пик инвестиционного цикла. Инвестиции в новые проекты направлены на укрепление сырьевой базы, а модернизация перерабатывающих мощностей – на повышение эффективности.

ЛУКОЙЛ и в будущем продолжит работу по достижению поставленных целей и задач, создавая высокодоходный бизнес, что позволит извлекать максимальную выгоду из сложившейся рыночной конъюнктуры и обеспечивать высокую доходность для акционеров.

Стабильная структура акционеров является залогом высоких стандартов корпоративного управления и соблюдения преемственности, что подтверждается наивысшими рейтингами надежности. В 2013 году международные агентства Fitch и Standard & Poor's повысили рейтинги Компании до уровня «BBB».

Уже более 20 лет мы бережно используем природный и человеческий ресурс, что является основным залогом нашего успеха. Среди российских нефтегазовых компаний ЛУКОЙЛ является единственным оператором морских месторождений, при этом строгое соблюдение принципа нулевого сброса обеспечивает сохранность природы.

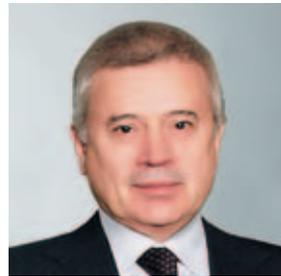
В 2013 году ЛУКОЙЛ уделял особое внимание вопросам промышленной безопасности, охране труда и защите окружающей среды в регионах присутствия.

<sup>1</sup> Рекомендуемые Советом директоров к выплате дивиденды по итогам 2013 года.



**Грайфер  
Валерий Исаакович**

Председатель  
Совета  
директоров  
ОАО «ЛУКОЙЛ»



**Алекперов  
Вагит Юсуфович**

Президент  
ОАО «ЛУКОЙЛ»

## 4 ОКОЛО МЛРД ДОЛЛ.

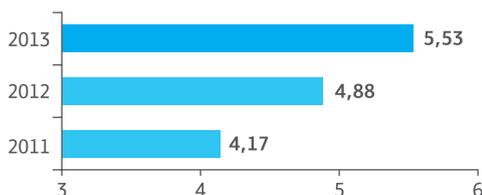
ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ КОМПАНИЯ  
ИНВЕСТИРОВАЛА В МЕРОПРИЯТИЯ  
ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ,

в частности в охрану атмосферного воздуха,  
в том числе в повышение утилизации попутного нефтяного  
газа (ПНГ), а также в предупреждение и ликвидацию  
последствий аварийных ситуаций.

### Добыча товарных углеводородов, млн барр. н. э./сут



### Дивидендная доходность<sup>1</sup>, %



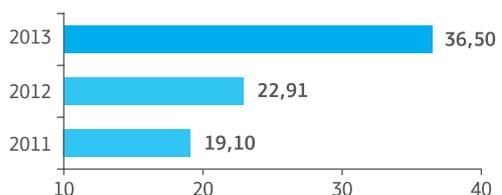
Соблюдая приверженность принципам высокой социальной ответственности, ЛУКОЙЛ в 2013 году продолжил спонсорскую и благотворительную деятельность, поддерживая образовательные, медицинские и спортивные учреждения, способствуя сохранению культурного и исторического наследия в регионах присутствия.

Несомненно, ключевым фактором успешной работы Компании является слаженная работа всего коллектива. Высокие финансовые показатели 2013 года позволили нам индексировать заработную плату работников и выплатить годовые премии. Главным приоритетом для нас является создание условий для полной реализации потенциала каждого сотрудника.

### Основные показатели воздействия на окружающую среду



### Доля дивидендов в чистой прибыли<sup>2</sup>, %



<sup>1</sup> Расчет дивидендной доходности за 2013 год производится на основании рекомендованных Советом директоров дивидендов по итогам 2013 года в размере 110 руб./акция и средней рыночной цены обыкновенной акции на ММВБ за соответствующий период.

<sup>2</sup> Расчет доли производится исходя из рекомендованных Советом директоров дивидендов по итогам 2013 года в размере 110 руб./акция, курса рубля к доллару на конец периода, общего количества акций ОАО «ЛУКОЙЛ» и чистой прибыли за соответствующий период.



# ЛУКОЙЛ на карте мира

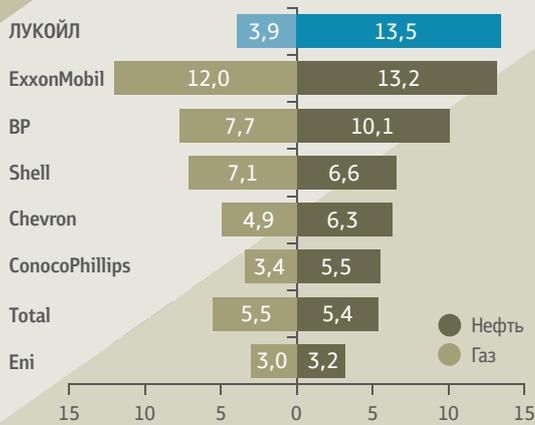
ЛУКОЙЛ – ГЛОБАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

МЫ ВЕДЕМ СВОЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

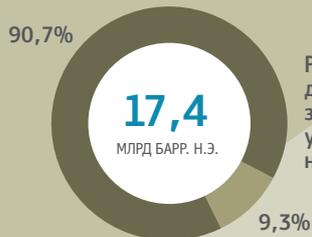
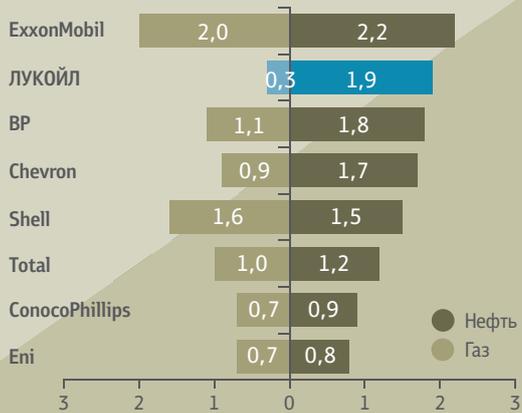
НА **4** КОНТИНЕНТАХ  
В **39** СТРАНАХ МИРА

БОЛЕЕ **2%** МИРОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ  
ОКОЛО **1%** МИРОВЫХ ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

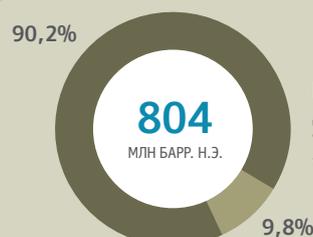
Доказанные запасы углеводородов крупнейших частных нефтегазовых компаний мира (31.12.2013), млрд барр. н.э.



Добыча товарных углеводородов крупнейшими частными нефтегазовыми компаниями мира (2013), млн барр. н.э./сут



Распределение доказанных запасов углеводородов на 31.12.2013



Распределение добычи товарных углеводородов

31.12.2013

● Россия ● Международные проекты



Геологоразведка



Добыча нефти, газа, конденсата и подготовка к добыче



Переработка нефти



Переработка газа



ЛУКОЙЛ на карте мира → Ключевые показатели →



● Российские НПЗ    ● Зарубежные НПЗ и НПК

<sup>1</sup> Собственных и зависимых.

**ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ДИВЕРСИФИКАЦИЯ – ЗАЛОГ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПАНИИ**



Нефтехимия



Энергетика



Сбыт



Перевалка нефти и нефтепродуктов



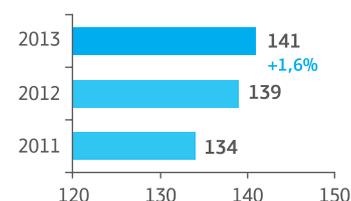
## Ключевые показатели

Изменение 2013/2012		2013	2012	2011
------------------------	--	------	------	------

### УСТОЙЧИВОЕ ФИНАНСОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

1,6% ↑	Выручка от реализации, млн долл.	141 452	139 171	133 650
-11,9% ↓	ЕБИТДА, млн долл.	16 668	18 915	18 606
-28,8% ↓	Чистая прибыль, млн долл.	7 832	11 004	10 357
-28,3% ↓	Базовая прибыль на акцию, долл.	10,38	14,47	13,30
30,2% ↑	Капитальные затраты, млн долл.	15 434	11 850	8 492
2,0% ↑	Стоимость акции на ММВБ, руб.	2 040	2 000	1 701
22,2% ↑	Дивиденд на акцию, руб.	110	90	75

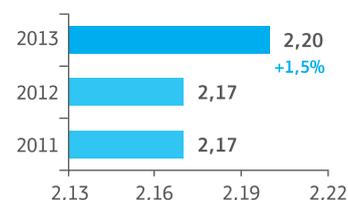
Выручка,  
млрд долл.



### СИЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

0,6% ↑	Доказанные запасы углеводородов, млн барр.н.э.	17 401	17 296	17 269
1,5% ↑	Добыча товарных углеводородов, тыс. барр. н.э./сут	2 202	2 170	2 166
0,4% ↑	Переработка нефти и нефтепродуктов <sup>1</sup> , млн т	66,3	66,1	64,9
-8,4% ↓	Экспорт нефти, млн т	31,8	34,7	34,7
4,1% ↑	Экспорт нефтепродуктов, млн т	23,4	22,5	24,0
-1,0% ↓	Количество АЗС (собственные, арендованные и франчайзинговые)	5 867	5 928	5 994

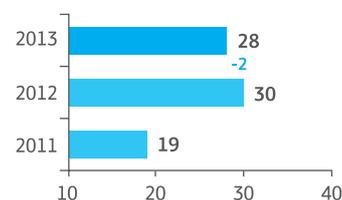
Добыча товарных углеводородов,  
млн барр. н. э./сут



### КОРПОРАТИВНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

-25,9% ↓	Площадь загрязненных земель, га	243	328	395
	Утилизация ПНГ, %	88,0	87,6	79,3
-6,7% ↓	Количество несчастных случаев	28	30	19
-2% ↓	Среднесписочная численность работников, тыс. чел.	109,6	112,0	120,3

Количество несчастных случаев



<sup>1</sup> На собственных НПЗ и комплексах ISAB и Zeeland.

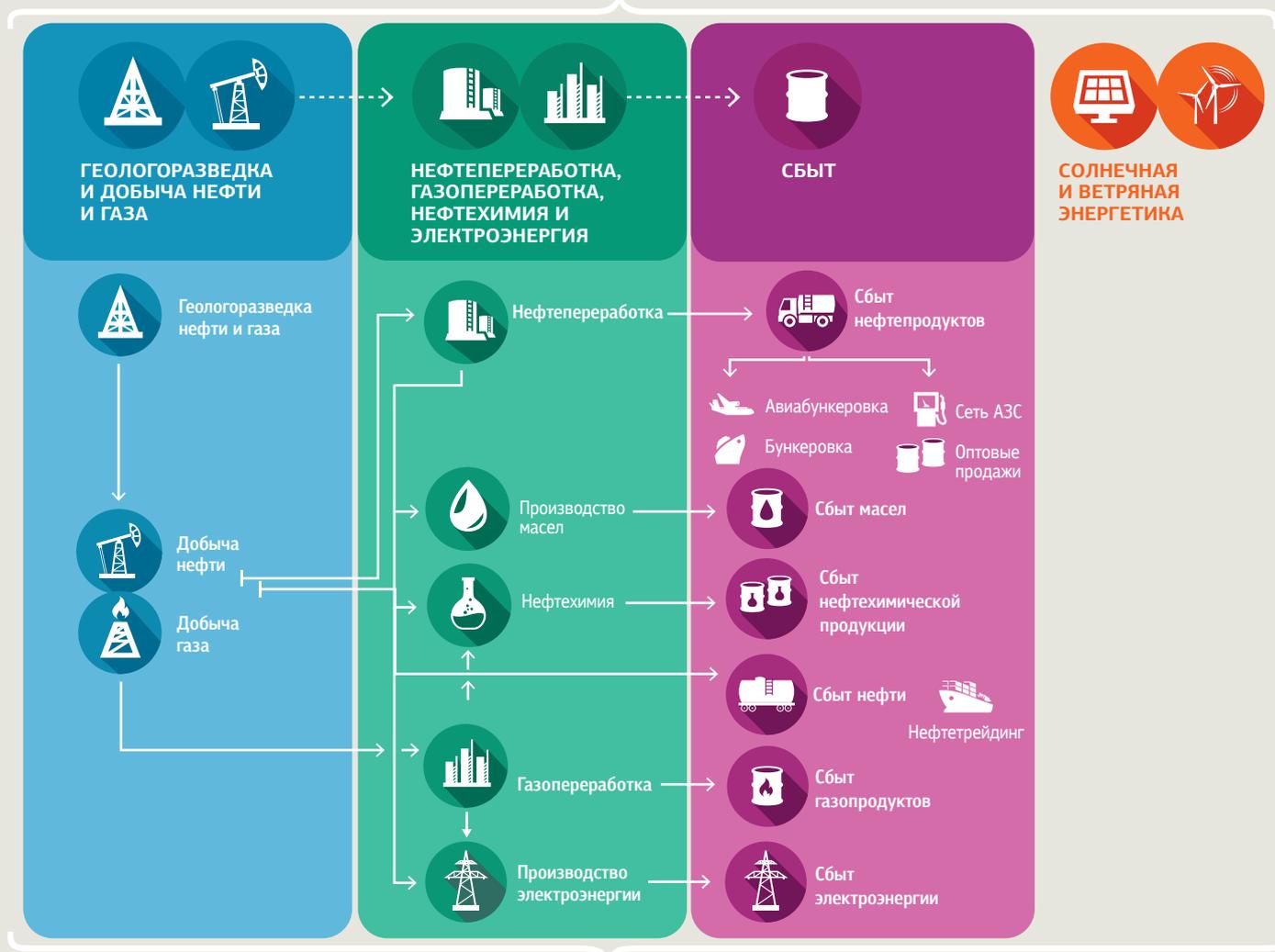


## Бизнес-модель

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

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

### ГЛОБАЛЬНЫЙ ОХВАТ



### СОБСТВЕННАЯ ТРАНСПОРТНАЯ, ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩАЯ И СБЫТОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

**550** АУДИРОВАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**27,6** МЛРД БАРР. Н. Э. ЗАПАСЫ ЗР

**2,2** МЛН БАРР. Н. Э./СУТ ДОБЫЧА ТОВАРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

- 6 НПЗ, 2 мини-НПЗ, 1 НПК (переработка в 2013 году – 66,3 млн т)
- 4 ГПЗ (переработка газа в 2013 году – 3,1 млрд м<sup>3</sup>)
- 3 НХК (объем производства продукции в 2013 году – 1 млн т)
- 6 генерирующих предприятий (выработка электрической энергии в 2013 году составила 15,7 млрд кВт-ч)

- 4 терминала перевалки (экспорт через них в 2013 году составил 6,4 млн т нефти)
- около 5,9 тыс. АЗС (среднесуточная реализация нефтепродуктов в 2013 году составила 9,2 т/АЗС)



## События 2013 года

### 1 КВАРТАЛ

- **Подписание дополнительного соглашения к контракту по месторождению Западная Курна-2**

В дополнительном соглашении зафиксирована передача ОАО «ЛУКОЙЛ» от норвежской компании Statoil доли участия в проекте – 18,75%. Стороны договорились о снижении целевого уровня добычи с 1,8 млн до 1,2 млн барр./сут, а также о продлении периода поддержания целевого уровня добычи с 13 до 19,5 лет и общего срока действия контракта – с 20 до 25 лет. Измененные параметры проекта существенно снижают риски, возникающие в ходе реализации проекта.

- **Начало модернизации Волгоградского НПЗ – строительство комплекса глубокой переработки вакуумного газойля**

Общая сумма контракта превышает 1,4 млрд долл. Окончание строительства комплекса запланировано на 2016 год. Запуск комплекса в эксплуатацию позволит Волгоградскому НПЗ увеличить производство дизельного топлива Евро-5 на 1,8 млн т в год. Комплекс глубокой переработки включает установку мягкого гидрокрекинга вакуумного газойля (ВГО) мощностью 3,5 млн т в год с конверсией до 75%, которая является одной из крупнейших в мире, а также комбинированную установку по производству серы и мощности по производству водорода.

- **Начало строительства парогазовой установки в рамках создания комплекса переработки газа Северного Каспия**

Электрическая мощность парогазовой установки (ПГУ) составляет 135 МВт, тепловая – 58 Гкал/час. В качестве топлива для ПГУ будет применяться попутный газ, добываемый на месторождениях Северного Каспия.

### 2 КВАРТАЛ

- **Приобретение «САМАРА-НАФТА»**

ЛУКОЙЛ подписал договор о покупке за 2,1 млрд долл. 100%-й доли компании «Самара-нафта», добывающей около 2,5 млн т нефти в год в Самарской и Ульяновской областях. Большинство месторождений «Самара-Нафта» находятся в начальной стадии разработки и имеют возможность поддержания и наращивания уровней добычи. Наличие нефтеперерабатывающих,

нефтехимических, а также транспортных мощностей Группы ЛУКОЙЛ в регионе позволит реализовать существенный синергетический эффект.

- **Приобретение 50%-й доли ЗАО «Кама-ойл»**

ЛУКОЙЛ приобрел 50% акций ЗАО «Кама-ойл» за 400 млн долл., увеличив долю Группы до 100%. В результате данного приобретения Группа получила контроль над ЗАО «Кама-Ойл», занимающееся разведкой и добычей углеводородов в Пермском крае Российской Федерации, и консолидировала его.

- **Выпуск еврооблигаций**

ОАО «ЛУКОЙЛ» завершило выпуск облигаций на 3 млрд долл. Облигации выпущены двумя траншами по 1,5 млрд долл. на срок 5 лет под 3,416% и 10 лет под 4,563% в рамках одного выпуска.

- **Начало проекта «Ранняя нефть» Имилорско-Источного лицензионного участка**

ЛУКОЙЛ создал Управляющий совет проекта и утвердил план-график его реализации. В течение 2013–2016 годов будут проведены дополнительные сейсморазведочные работы, переиспытаны 15 «исторических» разведочных скважин и пробурены 4 новые разведочные скважины. На основании полученных данных будет произведен пересчет запасов. Планируется, что «первая нефть» будет получена в 2015 году.

- **Ввод в эксплуатацию головной компрессорной станции на Находкинском месторождении**

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию первую очередь головной компрессорной станции (ГКС), предназначенной для транспорта газа с месторождений Компании, расположенных в Большехетской впадине, в газотранспортную систему ОАО «Газпром». Производительность первой очереди ГКС – 18 млрд м<sup>3</sup>/год. Строительство второй очереди ГКС производительностью 9 млрд м<sup>3</sup>/год запланировано на 2015–2016 годы.

- **Расширение «ветряной» энергетики**

Компания LUKERG Renew (СП на паритетной основе ЛУКОЙЛ-Экоэнерго и итальянской ERG Renew) приобрела у датской компании Vestas две ветроэнергетические станции (ВЭС)



общей мощностью 84 МВт. Выработка экологически чистой электроэнергии ВЭС Гебелизис и Храброво позволит сократить на 77 тыс. т ежегодный выброс в атмосферу CO<sup>2</sup>.

- **Приобретение бизнеса смазочных материалов OMV в Европе**

ЛУКОЙЛ приобрел расположенный в пригородах Вены (Австрия) завод OMV по смешению масел мощностью 80 тыс. т/год, а также подразделения OMV по дистрибуции готовой продукции в Европе. Сделка обеспечит достижение синергетического эффекта с заводами ООО «ЛЛК-Интернешнл» в Румынии и в Финляндии, оптимизирует логистику поставок смазочных материалов стратегическим партнерам Компании и усилит научно-технический потенциал ОАО «ЛУКОЙЛ» в области разработки новых масел.

### 3 КВАРТАЛ

- **Начало строительства трубопровода для попутного нефтяного газа в Перми**

ЛУКОЙЛ начал строительство трубопровода для транспортировки ПНГ с Кокуйского месторождения на Пермский ГПЗ. Длина трубопровода – 105 км, мощность – 1 млрд м<sup>3</sup> в год. Ввод объекта в эксплуатацию запланирован на 2014 год. Трубопровод строится в рамках корпоративной программы группы «ЛУКОЙЛ» по утилизации ПНГ.

- **Башнефть-Полюс начала добычу нефти в рамках проекта разработки месторождений им. Требса и Титова**

Компания «Башнефть-Полюс» – совместное предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО АНК «Башнефть» приступила к добыче нефти в рамках реализации проекта разработки месторождений им. Р. Требса и А. Титова в Ненецком автономном округе. Добыча осуществляется в режиме пробной эксплуатации месторождений. Начало промышленной эксплуатации месторождений им. Р. Требса и А. Титова запланировано на 2016 год.

- **ЛУКОЙЛ сохранил лидерство в рейтинге «Марка Доверия»**

ЛУКОЙЛ в восьмой раз стал победителем в категории «Автозаправочная станция» по результатам исследования «Марка Доверия 2013», проведенного в России международным издательским домом «Ридерз Дайджест». В пользу АЗС Компании проголосовали 36% респондентов. Компания занимала первые места в аналогичных рейтингах

«Ридерз Дайджест» с 2006 по 2012 годы. ЛУКОЙЛ также стал лучшим в номинации «Марка Доверия. Зеленая планета». По мнению 37% респондентов, фирменные АЗС Компании имеют лучшую репутацию в области охраны окружающей среды.

- **Руководители Компании включены в рейтинг ведущих менеджеров России 2013 года**

Ассоциация менеджеров России и Издательский дом «Коммерсантъ» представили XIV ежегодный рейтинг ведущих менеджеров Российской Федерации. Согласно документу Президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов вошел в список бизнес-лидеров страны. В разделе «Энергетика и топливный комплекс» рейтинга представлен ряд топ-менеджеров Компании.

### 4 КВАРТАЛ

- **Акционеры Компании утвердили выплату промежуточных дивидендов**

Акционеры Компании приняли решение о выплате промежуточных дивидендов по результатам первого полугодия 2013 финансового года в размере 50 руб. на одну обыкновенную акцию.

- **Начало модернизации мини-НПЗ в Когалыме**

Проект предусматривает строительство установки изомеризации, реконструкцию установки гидроочистки дизельного топлива (ДТ) и строительство блока компаундирования бензинов. После завершения работ в декабре 2014 года завод начнет производство топлива Евро-5.

- **Завершение первого этапа обустройства месторождения им. Владимира Филановского**

ЛУКОЙЛ завершил установку опорных оснований для ледостойкой стационарной платформы (ЛСП), центральной технологической платформы (ЦТП), платформы жилого модуля (ПЖМ) и райзерного блока (РБ) на месторождении имени Владимира Филановского в Каспийском море. В итоге, все основные работы по обустройству месторождения им. В. Филановского, запланированные на 2013 год, успешно выполнены. В 2014 году планируется установка верхних строений платформ и начало бурения скважин.



## Стратегия и достижения

### Стратегическая цель Компании – рост акционерной стоимости и доходов акционеров

Руководствуясь лучшими практиками корпоративного управления, мы стремимся обеспечивать максимально высокие результаты при консервативной финансовой политике.

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ	ПРИОРИТЕТЫ	ИТОГИ 2013 ГОДА	КПЭ	РИСКИ
<b>Усиление позиции в отрасли</b>	↑ Финансовая эффективность	За счет контроля над издержками и технологичности бизнес-процессов чистая прибыль на баррель добычи за последние пять лет выросла на 12%. В 2013 году наблюдалось снижение показателя из-за разовых неденежных списаний	Чистая прибыль на баррель добычи	<b>Макроэкономические риски</b> , в частности сокращение спроса и неконтролируемый рост предложения углеводородов и нефтепродуктов, колебания курсов валют и инфляция, ухудшение налогового режима, политическая нестабильность в странах деятельности
	↑ Операционная эффективность по сегментам:			
	Геологоразведка и добыча	В 2013 году мы увеличили добычу углеводородов, а восполнение добычи приростом запасов превысило 100%	Темпы роста добычи углеводородов, восполнение добычи приростом запасов	
	Нефтепереработка и сбыт	Благодаря продолжающейся модернизации производственных мощностей, индекс сложности Нельсона составил 7,6, а глубина переработки достигла 75,7%	Индекс сложности Нельсона, глубина переработки	<b>Риски, связанные с получением доступа к новым источникам сырья</b>
<b>Структура капитала</b>	→ Сохранение финансовой устойчивости	Учитывая пик инвестиционной активности, Компания постепенно наращивает долю заемного капитала, сохраняя при этом финансовую независимость и легкий доступ к рынкам капитала	Чистый долг к акционерному капиталу, средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам	<b>Макроэкономические риски</b> , такие как резкое ухудшение инвестиционного климата, отток капитала, вследствие чего возникает <b>риск изменения процентных ставок</b>
<b>Оптимальный баланс распределения денежного потока</b>	↑ Увеличение выплат акционерам	По итогам 2013 года мы увеличим выплату акционерам до 36,5% от чистой прибыли, дивидендная доходность может достигнуть 5,5%. Были значительно увеличены также инвестиции в приоритетные проекты, которые обеспечат рост бизнеса в перспективе	Дивидендная доходность, доля дивидендов в чистой прибыли	<b>Макроэкономические риски</b> , такие как изменение цен на углеводороды, колебания курсов валют и инфляция, могут негативно влиять на финансовые результаты Компании
<b>Высокая корпоративная ответственность</b>	↓ Минимизация воздействия на окружающую среду	В 2013 году Компания продолжила инвестировать в природоохранные мероприятия, благодаря чему выросла утилизация ПНГ	Утилизация ПНГ	<b>Экологические риски</b> , такие как утечка или разлив нефти/нефтепродуктов
	↑ Промышленная безопасность, производственный травматизм	Соблюдение высоких стандартов охраны труда и промышленной безопасности способствовали снижению количества несчастных случаев на предприятиях Группы	Количество несчастных случаев со смертельным исходом	<b>Риски промышленной безопасности</b> , в частности аварии на производственных объектах Компании, несчастные случаи и профессиональные заболевания



Ключевые показатели эффективности, стр. 13  
Риски, стр. 109



## Оценка достижений: ключевые показатели эффективности

КПЭ и мотивация персонала стали неразрывными понятиями, так как с помощью данных показателей

мы создали эффективную систему мотивации и стимулирования сотрудников Компании.

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ	АКТУАЛЬНОСТЬ	ИТОГИ 2013 ГОДА									
<p><b>Усиление позиции в отрасли</b></p> <p>• <b>Финансовая эффективность</b> Чистая прибыль на баррель добычи, долл./барр. н. э.</p> <table border="1"> <tr><th>Год</th><th>Чистая прибыль на баррель добычи, долл./барр. н. э.</th></tr> <tr><td>2012</td><td>13,9</td></tr> <tr><td>2013</td><td>9,7</td></tr> </table>	Год	Чистая прибыль на баррель добычи, долл./барр. н. э.	2012	13,9	2013	9,7	<p>Удельный показатель чистой прибыли на баррель добытых углеводородов отражает способность генерировать прибыль на единицу добычи</p>	<p>В 2013 году наблюдалось снижение показателя при росте добычи углеводородов и сокращении чистой прибыли на фоне разовых неденежных списаний</p>			
Год	Чистая прибыль на баррель добычи, долл./барр. н. э.										
2012	13,9										
2013	9,7										
<p>• <b>Операционная эффективность</b> Сегмент «Геологоразведка и добыча» Темпы роста добычи углеводородов, %</p> <table border="1"> <tr><th>Год</th><th>ЛУКОЙЛ</th><th>Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира</th></tr> <tr><td>2012</td><td>0,2</td><td>0,3</td></tr> <tr><td>2013</td><td>1,5</td><td>-2,9</td></tr> </table>	Год	ЛУКОЙЛ	Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира	2012	0,2	0,3	2013	1,5	-2,9	<p>Дает общую оценку успешности стратегии Компании в бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча»</p>	<p>Компания добилась роста добычи углеводородов на 1,5% в 2013 году, что является лучшим показателем среди крупнейших частных нефтегазовых компаний мира. Кроме того, мы находимся в активной стадии разработки перспективных проектов, которые будут запущены в ближайшие годы</p>
Год	ЛУКОЙЛ	Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира									
2012	0,2	0,3									
2013	1,5	-2,9									
<p>• <b>Восполнение добычи приростом запасов (RRR), %</b></p> <table border="1"> <tr><th>Год</th><th>Восполнение добычи приростом запасов (RRR), %</th></tr> <tr><td>2012</td><td>103</td></tr> <tr><td>2013</td><td>113</td></tr> </table>	Год	Восполнение добычи приростом запасов (RRR), %	2012	103	2013	113	<p>Отражает обеспечение восполнения добычи за счет открытия и приобретения месторождений и переоценки запасов</p>	<p>Восполнение добычи приростом запасов превысило 100%, что полностью соответствует заявленной стратегии Компании</p>			
Год	Восполнение добычи приростом запасов (RRR), %										
2012	103										
2013	113										
<p>• <b>Сегмент «Переработка, торговля и сбыт»</b> Глубина переработки, %</p> <table border="1"> <tr><th>Год</th><th>ЛУКОЙЛ</th><th>В среднем по России</th></tr> <tr><td>2012</td><td>75,2</td><td>71,2</td></tr> <tr><td>2013</td><td>75,7</td><td>71,2</td></tr> </table>	Год	ЛУКОЙЛ	В среднем по России	2012	75,2	71,2	2013	75,7	71,2	<p>Характеризует эффективность использования сырья, косвенно отражая технологичность НПЗ. Показывает долю производства продуктов переработки нефти за исключением мазута и безвозвратных потерь</p>	<p>За счет реализации программы модернизации перерабатывающих мощностей Компания постепенно увеличивает глубину переработки. В 2013 году этот показатель достиг 75,7% при среднем показателе по России 71,2%</p>
Год	ЛУКОЙЛ	В среднем по России									
2012	75,2	71,2									
2013	75,7	71,2									
<p>• <b>Индекс сложности Нельсона</b></p> <table border="1"> <tr><th>Год</th><th>Индекс сложности Нельсона</th></tr> <tr><td>2012</td><td>7,3</td></tr> <tr><td>2013</td><td>7,6</td></tr> </table>	Год	Индекс сложности Нельсона	2012	7,3	2013	7,6	<p>Является показателем технологичности НПЗ. Оценивает уровень вторичной мощности преобразования на НПЗ по отношению к первичной мощности дистилляции. Чем выше индекс Нельсона, тем сложнее НПЗ и выше качество и уровень его продукции</p>	<p>За счет реализации программы модернизации перерабатывающих мощностей Компания постепенно увеличивает индекс Нельсона. В 2013 году этот показатель достиг 7,6</p>			
Год	Индекс сложности Нельсона										
2012	7,3										
2013	7,6										



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ	АКТУАЛЬНОСТЬ	ИТОГИ 2013 ГОДА															
<p><b>Оптимальная структура капитала</b></p> <p>• <b>Финансовая устойчивость</b> Чистый долг к акционерному капиталу, %</p> <table border="1"> <tr> <th>Год</th> <th>ЛУКОЙЛ</th> <th>Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира</th> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>5,1</td> <td>17,3</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>11,6</td> <td>20,3</td> </tr> </table> <p>● ЛУКОЙЛ ● Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира</p> <p>Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам, %</p> <table border="1"> <tr> <th>Год</th> <th>ЛУКОЙЛ</th> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>2,3</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>2,9</td> </tr> </table>	Год	ЛУКОЙЛ	Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира	2012	5,1	17,3	2013	11,6	20,3	Год	ЛУКОЙЛ	2012	2,3	2013	2,9	<p>Дает оценку финансовой независимости Компании</p> <p>Отражает стоимость использования привлеченных денежных средств</p>	<p>Доля средств, инвестированных внешними кредиторами, в 2012 году достигла минимума. Обладая достаточной финансовой устойчивостью, в 2013 году мы начали постепенно наращивать долю заемных средств для финансирования перспективных проектов и увеличения выплат дивидендов</p> <p>Низкая стоимость заимствования указывает на возможность легкого доступа на рынки капитала, подтверждая высокую надежность Компании</p>
Год	ЛУКОЙЛ	Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира															
2012	5,1	17,3															
2013	11,6	20,3															
Год	ЛУКОЙЛ																
2012	2,3																
2013	2,9																
<p><b>Оптимальный баланс распределения денежного потока</b></p> <p>Дивидендная доходность, %</p> <table border="1"> <tr> <th>Год</th> <th>ЛУКОЙЛ</th> <th>Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира</th> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>4,9</td> <td>4,7</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>5,5</td> <td>4,7</td> </tr> </table> <p>● ЛУКОЙЛ ● Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира</p> <p>Доля дивидендов в чистой прибыли, %</p> <table border="1"> <tr> <th>Год</th> <th>ЛУКОЙЛ</th> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>22,9</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>36,5</td> </tr> </table>	Год	ЛУКОЙЛ	Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира	2012	4,9	4,7	2013	5,5	4,7	Год	ЛУКОЙЛ	2012	22,9	2013	36,5	<p>Отражает конкурентоспособность дивидендной политики Компании</p> <p>Отражает политику Компании по распределению полученной прибыли</p>	<p>Дивидендная доходность по итогам 2013 года может достичь 5,5%, что значительно превышает средний уровень по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям</p> <p>ЛУКОЙЛ планомерно наращивает долю дивидендов в чистой прибыли, которая в 2013 году может достичь 36,5%</p>
Год	ЛУКОЙЛ	Среднее по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям мира															
2012	4,9	4,7															
2013	5,5	4,7															
Год	ЛУКОЙЛ																
2012	22,9																
2013	36,5																
<p><b>Высокая корпоративная ответственность</b></p> <p>Утилизация ПНГ, %</p> <table border="1"> <tr> <th>Год</th> <th>ЛУКОЙЛ</th> <th>В среднем по России</th> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>87,6</td> <td>76,2</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>88,0</td> <td>78,9</td> </tr> </table> <p>● ЛУКОЙЛ ● В среднем по России</p> <p>Количество несчастных случаев со смертельным исходом</p> <table border="1"> <tr> <th>Год</th> <th>ЛУКОЙЛ</th> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>0</td> </tr> </table>	Год	ЛУКОЙЛ	В среднем по России	2012	87,6	76,2	2013	88,0	78,9	Год	ЛУКОЙЛ	2012	4	2013	0	<p>Сокращение воздействия на окружающую среду, в особенности выбросов в атмосферу, занимает ключевое место в политике Компании по охране окружающей среды</p> <p>Поскольку человеческая жизнь представляет наивысшую ценность, мы принимаем все меры по повышению уровня промышленной безопасности</p>	<p>В 2013 году Компания увеличила уровень утилизации ПНГ до 88,0%, что значительно выше среднероссийского показателя</p> <p>За счет обеспечения безопасных и комфортных условий труда в 2013 году были сокращены показатели производственного травматизма, несчастные случаи со смертельным исходом полностью отсутствовали</p>
Год	ЛУКОЙЛ	В среднем по России															
2012	87,6	76,2															
2013	88,0	78,9															
Год	ЛУКОЙЛ																
2012	4																
2013	0																



## Система риск-менеджмента

Для обеспечения разумной гарантии достижения поставленных целей в условиях действия неопределенностей и факторов негативного воздействия Компания уделяет особое внимание вопросам управления рисками.

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Усовершенствована локальная нормативная база управления рисками в части регламентации процедур разработки мероприятий по реагированию на риск, качественной и количественной оценке остаточного риска, мониторингу риска
- Проведено повышение квалификации работников в части разработки мероприятий по снижению рисков
- Актуализирована информация о рисках в Общекорпоративном реестре рисков

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Совершенствование нормативной и методической базы управления рисками
- Повышение качества информации о рисках за счет унификации, типизации и выработки рекомендаций по описанию типовых рисков
- Повышение ответственности должностных лиц за результаты и качество управления рисками
- Детальный анализ и выработка рекомендаций по управлению наиболее существенными рисками
- Встраивание управления рисками в контур корпоративного управления посредством риск-ориентации базовых бизнес-процессов и управления ими
- Сокращение затрат и оптимизация усилий на управление рисками, автоматизация процесса

ЛУКОЙЛ стремится активно развивать риск-менеджмент и в настоящее время сфокусировал усилия на создании общекорпоративной системы управления рисками (ERM) в соответствии с лучшими мировыми практиками.

В 2011 году в Компании была утверждена Политика по управлению рисками, определяющая основные цели, задачи и принципы управления рисками в Компании.



Управление рисками является неотъемлемой частью системы корпоративного управления Компании и осуществляется на всех уровнях управления.

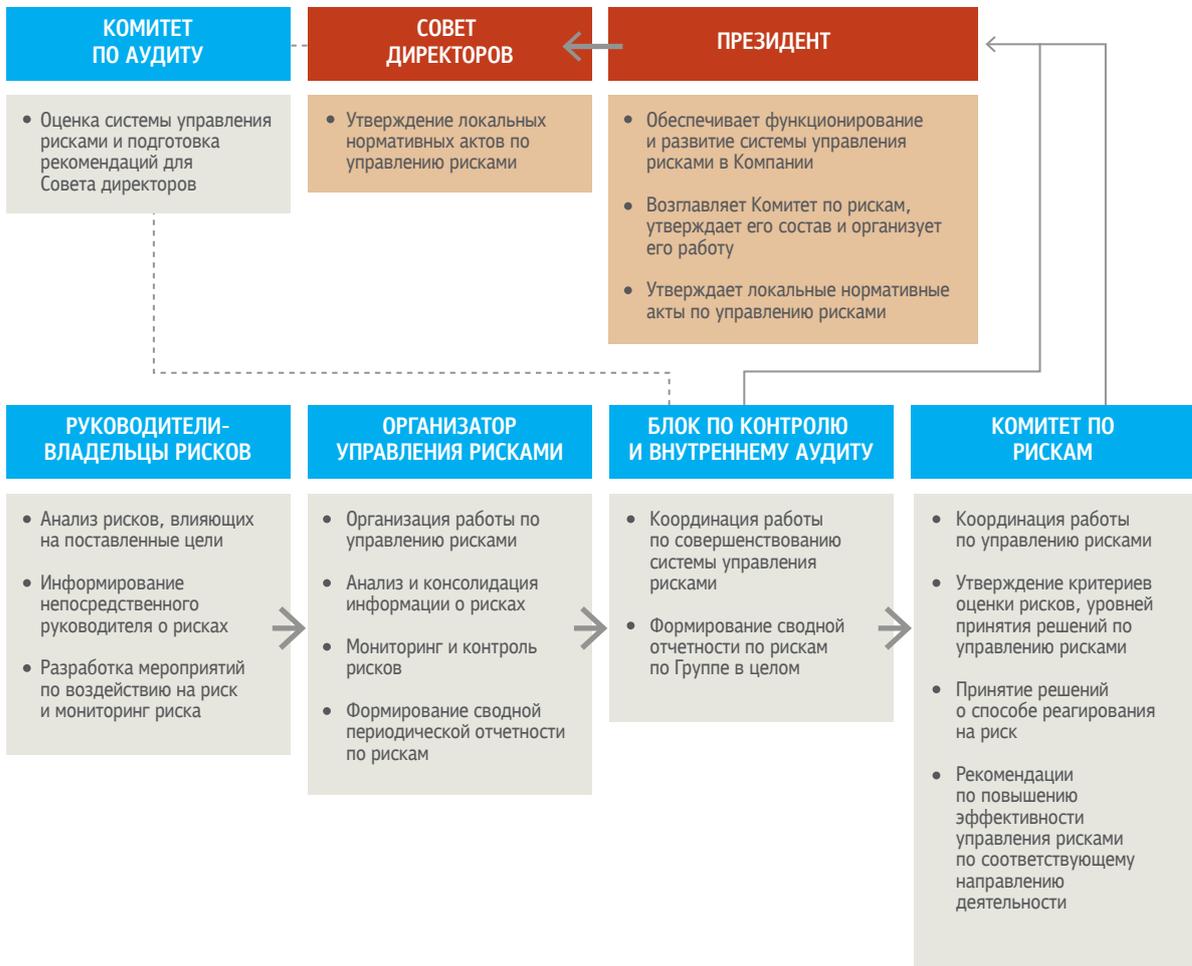
 [Риски, стр. 109](#)



**СПОСОБЫ РЕАГИРОВАНИЯ НА РИСК**

СПОСОБ РЕАГИРОВАНИЯ НА РИСК	РИСК СЛЕДУЕТ ПРИНЯТЬ:	РИСК СЛЕДУЕТ ПЕРЕДАТЬ:	РИСК СЛЕДУЕТ СНИЗИТЬ:	РИСКА СЛЕДУЕТ ИЗБЕЖАТЬ:
КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО РЕАГИРОВАНИЮ НА РИСК	усилия и затраты на снижение риска превышают размер возможных потерь	необходимо снизить возможные последствия риска, разделив его последствия с иными лицами	необходимо снизить возможные последствия риска до приемлемых	снизить негативные последствия риска невозможно или нецелесообразно
Последствия неприемлемы		●	●	●
Несет существенные негативные последствия	●	●	●	
Не несет существенных негативных последствий	●	●	●	

**ОСНОВНЫЕ УЧАСТНИКИ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ**





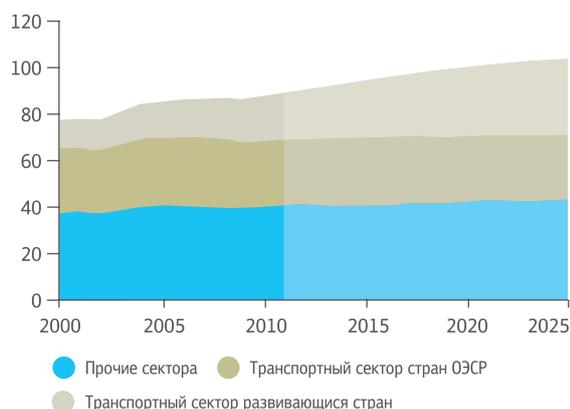
# Основные тенденции развития нефтегазовой отрасли до 2025 года

## В БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ РОСТ МИРОВОГО СПРОСА НА НЕФТЬ СОХРАНИТСЯ

Рост населения, урбанизация и формирование потребительского класса в Азии будут способствовать росту спроса на нефть. Основной прирост потребления будет приходиться на транспортный сектор в развивающихся странах.

При прогнозируемом росте мирового населения с 2010 года по 2015 год на 1,1 млрд человек, мировое потребление жидких углеводородов, по нашим оценкам, будет расти средним темпом 1,2% ежегодно и в 2025 году достигнет 105 млн барр./сут.

### Прогноз потребления жидких углеводородов, млн барр./сут



Источник: IEA, IHS CERA, оценки ЛУКОЙЛ.

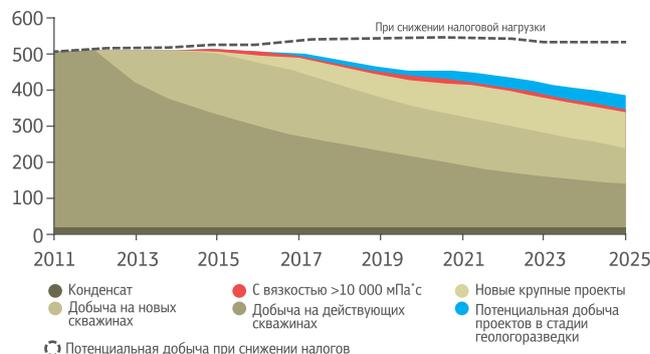
Доля нефти в мировом потреблении будет постепенно сокращаться за счет замещения ее другими энергоносителями в таких секторах, как энергетика и ЖКХ.

Более 70% прироста предложения жидких углеводородов в 2010–2025 годах будет происходить за счет высокотехнологичных методов разработки и альтернативных видов топлива, таких как сжиженные газы, GTL, биотопливо.

## РОССИЙСКОЙ ДОБЫЧЕ НЕОБХОДИМЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

90% добычи нефти в России приходится на месторождения, открытые до 1988 года, так как большинство вновь открытых месторождений расположены в удаленных регионах со сложными климатическими или иными условиями. Поэтому дальнейшая динамика добычи в России зависит от способности компаний своевременно вводить в эксплуатацию новые месторождения и темпов внедрения современных технологий для поддержания добычи на старых месторождениях, что требует значительных инвестиций.

### Прогноз добычи жидких углеводородов в РФ, млн т



Источник: ЦДУ ТЭК, оценки ЛУКОЙЛ.

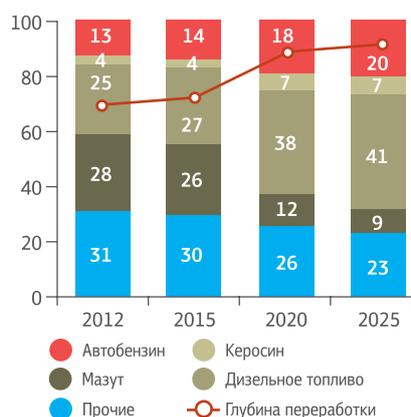
## КРИЗИС НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В ЕВРОПЕ ПРОДОЛЖИТСЯ

Снижение спроса на нефтепродукты в Европе в 2009 году привело к снижению загрузки европейских НПЗ. Кроме того, крупнейший потребитель бензина – США снижает объем импорта благодаря увеличению собственной добычи. В результате европейская нефтеперерабатывающая отрасль переживает глубокий кризис. Ввод в эксплуатацию новых мощностей в Азии и на Ближнем Востоке приведет к перераспределению потоков нефтепродуктов и увеличению конкуренции на европейском рынке.

## РОССИЙСКУЮ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКУ ОЖИДАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ

Последовательные меры Правительства РФ по стимулированию инвестиций в модернизацию НПЗ и рост автопарка в стране будут способствовать увеличению выхода светлых нефтепродуктов и сокращению производства мазута.

### Структура производства нефтепродуктов в РФ и глубина переработки, %



Источник: Петромаркет, оценки ЛУКОЙЛ.



# ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА



ЗАПАСЫ

23



ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

25



РАЗРАБОТКА И ДОБЫЧА

28



ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ

33



ЛУКОЙЛ-КОМИ

38

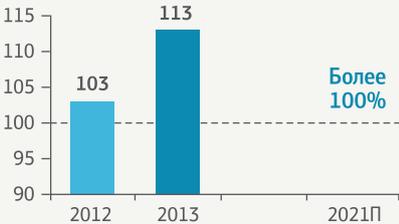
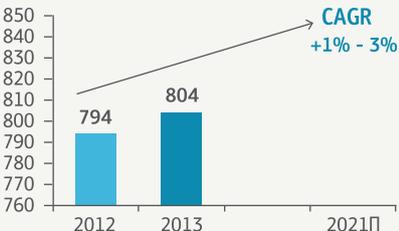
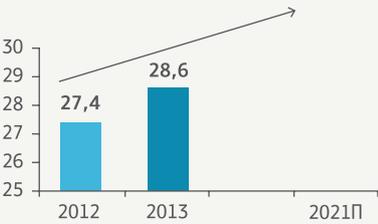


ТЕХНОЛОГИИ

40



## ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ		ИТОГИ 2013 ГОДА	ПРИОРИТЕТЫ НА 2014 ГОД
<p><b>Восполнение добычи приростом запасов</b></p>	<p><b>Восполнение добычи приростом запасов (RRR), %</b></p>  <p>2012: 103 2013: 113 2021П: Более 100%</p> <p><a href="#">Запасы, стр. 23</a></p>	<p>Восполнение добычи приростом запасов в 2013 году выросло на 10 п.п. и составило 113%</p>	<p>Дальнейшее восполнение добычи углеводородов приростом запасов</p>
<p><b>Операционный рост</b></p>	<p><b>Добыча углеводородов, млн барр. н.э.</b></p>  <p>2012: 794 2013: 804 2021П: CAGR +1% - 3%</p> <p><a href="#">Разработка и добыча, стр. 28</a></p>	<p>Рост добычи углеводородов в 2013 году составил 1,5%</p>	<p>Запуск новых проектов, разработка перспективных регионов, которые обеспечат базу для дальнейшего роста</p>
<p><b>Увеличение дополнительной добычи за счет ПНП</b></p>	<p><b>Дополнительная добыча нефти в общей добыче за счет использования методов ПНП в России, %</b></p>  <p>2012: 27,4 2013: 28,6 2021П: 28,6</p> <p><a href="#">Технологии, стр. 40</a></p>	<p>Активное применение технологий в 2013 году позволило дополнительно добыть 24,4 млн т нефти, что на 6% больше показателя 2012 года</p>	<p>Разработка высоковязкой нефти в Коми, внедрение новых высокоэффективных технологий по рентабельному вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов (низкопроницаемые коллектора, баженовские, доманиковские, абалакские и тюменские продуктивные отложения)</p>
<p><b>Развитие новых приоритетных проектов</b></p>	<p><b>Запуск проектов в срок</b></p> <p><a href="#">Перспективные проекты, стр. 33</a></p>	<p>Мы успешно завершили:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Первый этап обустройства месторождения им. В. Филановского</li> <li>Подготовку к добыче на месторождении Западная Курна-2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Запуск месторождения Западная Курна-2 в Ираке</li> <li>Второй этап обустройства месторождения им. В. Филановского на Каспии</li> <li>Разработка месторождений Большехетской впадины, Имилорско-Источного лицензионного участка и им. В. Виноградова в Западной Сибири, Денисовской впадины в Тимано-Печоре</li> <li>Реализация проекта «Ранний газ Кандым» в Узбекистане</li> </ul>



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ		ИТОГИ 2013 ГОДА	ПРИОРИТЕТЫ НА 2014 ГОД												
<p><b>Рост инвестиций в бизнес-сегмент «Геологоразведка и добыча»</b></p>	<p><b>Распределение инвестиций, %</b></p> <table border="1"> <caption>Распределение инвестиций, %</caption> <thead> <tr> <th>Год</th> <th>Разведка и добыча (%)</th> <th>Переработка, сбыт и прочее (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2012</td> <td>72</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>78</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>2021П</td> <td>80</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table> <p>→ Финансовые результаты бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча», стр. 22</p>	Год	Разведка и добыча (%)	Переработка, сбыт и прочее (%)	2012	72	28	2013	78	22	2021П	80	20	<p>В 2013 году мы увеличили долю инвестиций, направляемых в сегмент «Геологоразведка и добыча» до 78%, что включает капитальные затраты по имеющимся активам и инвестиции на приобретения в Самарском и Камском регионах</p>	<p>Дальнейшее увеличение инвестиций в сегмент «Геологоразведка и добыча»</p>
Год	Разведка и добыча (%)	Переработка, сбыт и прочее (%)													
2012	72	28													
2013	78	22													
2021П	80	20													
<p><b>Увеличение доли добычи по международным проектам</b></p>	<p><b>Доля добычи по международным проектам в общей добыче углеводородов, %</b></p> <table border="1"> <caption>Доля добычи по международным проектам в общей добыче углеводородов, %</caption> <thead> <tr> <th>Год</th> <th>Доля (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2012</td> <td>10,2</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>9,8</td> </tr> <tr> <td>2021П</td> <td>15–20</td> </tr> </tbody> </table> <p>→ Международные проекты, стр. 30, 32</p>	Год	Доля (%)	2012	10,2	2013	9,8	2021П	15–20	<p>Продолжая диверсифицировать портфель активов, мы активно ведем разработку международных проектов (в частности, в Ираке, Узбекистане)</p>	<p>Дальнейшее развитие международных проектов Начало добычи на месторождении Западная Курна-2</p>				
Год	Доля (%)														
2012	10,2														
2013	9,8														
2021П	15–20														
<p><b>Увеличение доли добычи газа в общей добыче углеводородов</b></p>	<p><b>Доля добычи газа в общей добыче углеводородов, %</b></p> <table border="1"> <caption>Доля добычи газа в общей добыче углеводородов, %</caption> <thead> <tr> <th>Год</th> <th>Доля (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2012</td> <td>14,8</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>14,9</td> </tr> <tr> <td>2021П</td> <td>25–30</td> </tr> </tbody> </table> <p>→ Разработка месторождений и добыча газа, стр. 31 Перспективные проекты, стр. 33</p>	Год	Доля (%)	2012	14,8	2013	14,9	2021П	25–30	<p>В 2013 году Компания продолжила разработку перспективных газовых проектов, в частности на Большехетской впадине и в Узбекистане</p>	<p>Дальнейшая разработка газовых месторождений в России и за рубежом</p>				
Год	Доля (%)														
2012	14,8														
2013	14,9														
2021П	25–30														

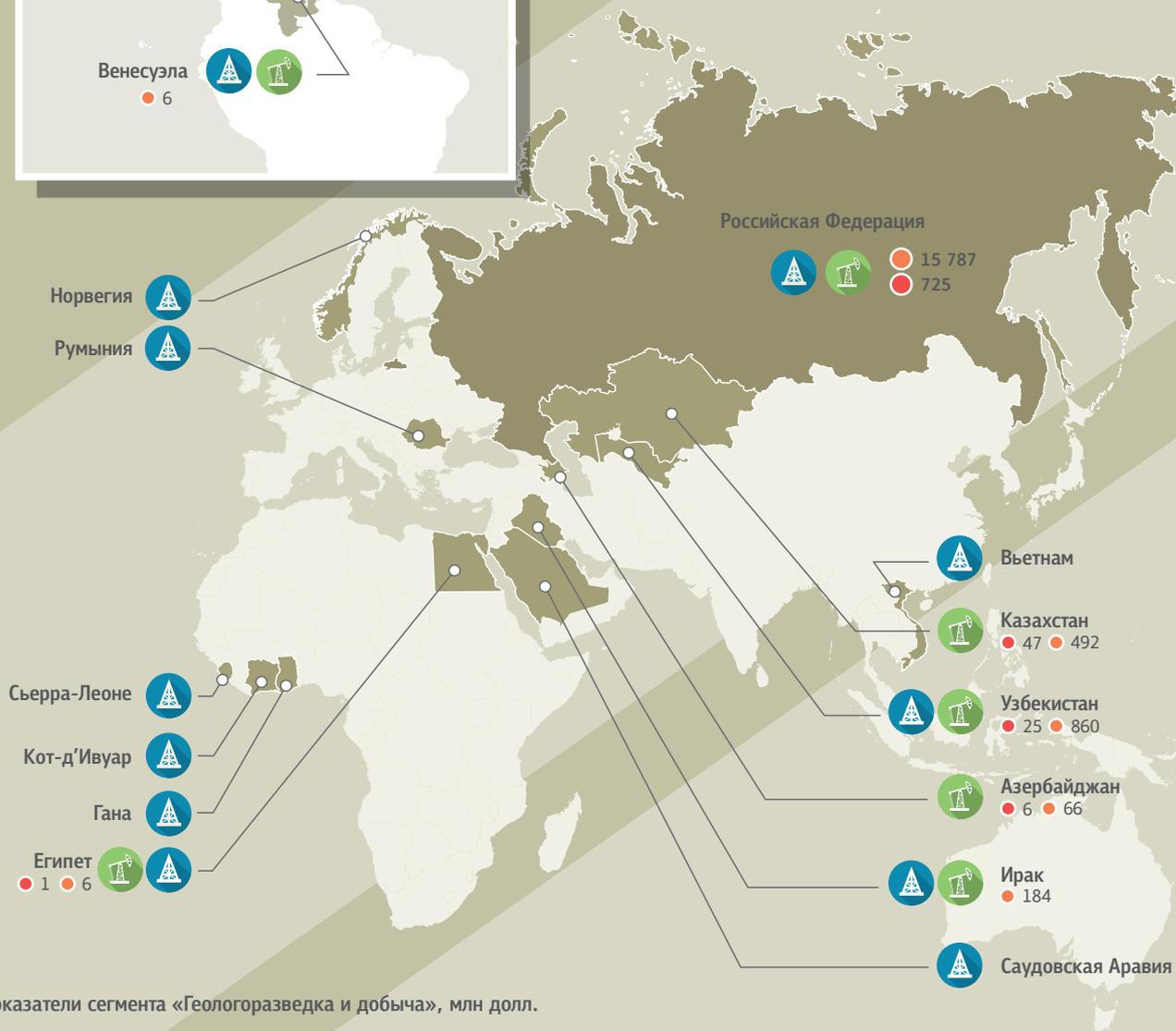


- Доказанные запасы углеводородов, млн барр. н. э.
- Добыча товарных углеводородов, млн барр. н. э.

Распределение доказанных запасов углеводородов, на 31.12.2013



Распределение добычи товарных углеводородов



Показатели сегмента «Геологоразведка и добыча», млн долл.

Наименование показателя	2013	2012	Прирост, %
Выручка	46 455	47 469	-2,1
ЕВИТДА	13 224	14 016	-5,7
Чистая прибыль	7 528	8 447	-10,9
Капитальные затраты	11 808	8 973	31,6

31.12.2013



Геологоразведка



Добыча нефти, газа, конденсата и подготовка к добыче



## ЦЕНОВАЯ КОНЪЮНКТУРА

В 2013 году средняя цена на нефть марки Brent снизилась на 2,7%, до 108,7 долл./барр., средняя цена нефти сорта Юралс – на 2,3%, до 108,0 долл./барр.

Основным сдерживающим фактором для роста цен на углеводороды стало увеличение предложения со стороны независимых производителей при недостаточном приросте потребления. Кроме того, ожидание сокращения программы количественного смягчения в США способствовало оттоку капитала с товарно-сырьевых рынков.

## НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

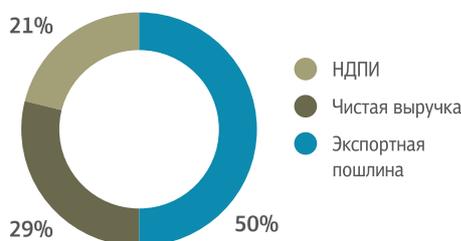
Так как более 70% выручки российского экспортера нефти приходится на налоги и экспортные пошлины, операционная прибыль Компании сильно зависит от изменения ставок налогов и пошлин, а также от применения льгот.

В 2013 году выплаты Компании по основным налогам и экспортным пошлинам, кроме налога на прибыль, практически не изменились и составили 30,6 млрд долл. (-2,0% к 2012 году).

Рост ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на 2,7% в долларовом выражении и рост объемов добычи в России были компенсированы увеличением размера льгот (пониженная ставка НДПИ на месторождениях с высокой степенью выработанности, нулевая ставка на новых месторождениях и месторождениях сверхвязкой нефти).

Расходы по экспортным пошлинам снизились на 4,4% в результате снижения ставки вслед за снижением среднегодовой цены на нефть, сокращения объемов экспорта нефти и применения льгот (сниженные пошлины для новых месторождений и месторождений сверхвязкой нефти).

## Структура выручки российского экспортера нефти в 2013 году



## ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ СЕГМЕНТА «ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА»

Вслед за снижением цен на нефть выручка сегмента «Геологоразведка и добыча» в 2013 году также несколько снизилась и составила 46,5 млрд долл.

Капитальные затраты в 2013 году выросли на 31,6%. Это обусловлено пиком инвестиционной активности, в частности, Компания успешно реализует один из крупнейших в мире проектов на месторождении Западная Курна-2 в Ираке. Уже в 2014 году ожидается начало возмещения затрат по данному проекту.

Чистая прибыль сегмента «Геологоразведка и добыча» составила 7,5 млрд долл. Негативное влияние на динамику чистой прибыли оказали разовые неденежные списания. Большая доля списаний в сегменте пришлась на Южно-Хыльчюуское месторождение из-за значительного сокращения запасов.

 [Консолидированная финансовая отчетность, стр. 151](#)



## Запасы

# 27,6 МЛРД БАРР. Н.Э.

ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗР

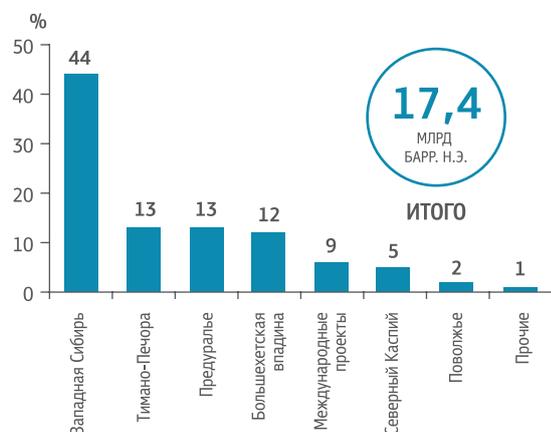
По объемам доказанных запасов углеводородов группа «ЛУКОЙЛ» является одним из лидеров среди российских и международных компаний. Обеспеченность текущей добычи нефти доказанными запасами составляет 20 лет, по газу – 26.

# 21 год

ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ТЕКУЩЕЙ ДОБЫЧИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

ЛУКОЙЛ обладает хорошо диверсифицированным портфелем активов как в России, так и за рубежом. На Западную Сибирь и Большехетскую впадину приходится более половины доказанных запасов углеводородов, при этом на международные проекты – около 10%. К категории «разрабатываемые» относятся 55% всех доказанных запасов Компании (в том числе 61% – запасов нефти и 32% – запасов газа). Такая структура запасов отражает высокий потенциал наращивания добычи Компанией в среднесрочной перспективе, и в особенности – добычи газа.

Распределение доказанных запасов углеводородов, на 31.12.2013



Располагая значительными условными ресурсами (12,2 млрд барр. н.э. на конец 2013 года), Компания проводит активные геолого-разведочные работы и применяет инновационные технологии для ускорения процесса перевода ресурсов в запасы по мере приближения сроков их ввода в разработку.

Большая часть доказанных запасов Группы относится к традиционным. Лишь 4,5% доказанных запасов (3,9% запасов ЗР) углеводородов Группы приходится на высоковязкую нефть и 5,5% доказанных запасов (7,4% запасов ЗР) – на шельфовые месторождения. Подобная структура позволяет Компании эффективно контролировать затраты на разработку запасов и быстро вводить в эксплуатацию новые месторождения.

Обладая внушительным ресурсным потенциалом, Компания прикладывает максимум усилий для его реализации и перевода в доказанные запасы для их последующей разработки. Результат – компенсация добычи приростом доказанных запасов в 2013 году превысила 100%.

→ За счет поисково-разведочных работ в традиционных регионах деятельности, ускоренного ввода в разработку открытых в 2013 году месторождений и приобретений активов рост доказанных запасов в 2013 году составил 822 млн барр. н. э.

В том числе, органический прирост запасов составил 634 млн барр. н.э. Это позволило компенсировать 76% добычи углеводородов, большая часть прироста была получена на территории России – в Западной Сибири (64%) и в Тимано-Печоре (12%). Основной прирост запасов природного газа получен на Каспии (месторождение им. Ю.С. Кувькина).



→ В результате пересмотра предыдущих оценок произошло увеличение запасов на 116 млн барр. н. э. Это стало возможным за счет совершенствования технологий разработки действующих месторождений, а также учета предоставленных Правительством РФ налоговых льгот по трудноизвлекаемым запасам и запасам на шельфе.

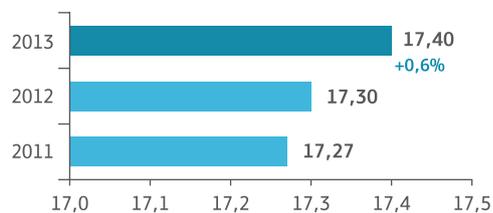
Справочник аналитика, стр. 7  
 Основные факты, стр. 12, 13

## ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ

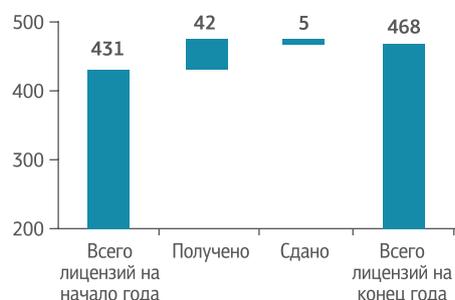
В 2013 году ЛУКОЙЛ продолжил работу, связанную с получением новых лицензий на право пользования недрами и оптимизацией лицензионного фонда для повышения качества минерально-сырьевой базы. Так, в результате участия в 5 аукционах, открытий и приобретений в 2013 году получены 42 новые лицензии на право пользования недрами, среди которых Импорский участок. Общее количество лицензий, находящихся на балансе организаций группы «ЛУКОЙЛ» на конец 2013 года, увеличилось до 468.

Было переоформлено 57 лицензий, оформлено 31 дополнение к лицензионным соглашениям (включая продления), сдано 5 лицензий на право пользования недрами, зарегистрировано 22 дополнения к лицензиям на право пользования недрами с целью продления сроков их действия.

Доказанные запасы углеводородов, на 31.12.2013, млрд барр. н.э.



Движение лицензий в 2013 г.



Лицензии на 31.12.2013





## Геолого-разведочные работы

# 12

В

### СТРАНАХ МИРА ЛУКОЙЛ ПРОВОДИТ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

#### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Открытие 9 месторождений, 43 залежей
- Органический прирост запасов – 634 млн барр. н.э.
- Восполнение добычи приростом запасов – 113%
- Вхождение в новый регион – норвежский сектор Баренцева моря

#### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Восполнение добычи приростом запасов – не менее 100%
- Каспий – поисковые работы на структуре Хазри
- Коми – продолжение геолого-разведочных работ на Денисовской впадине
- Самарская и Ульяновская области – наращивание бурения
- Продолжение освоения Большехетской впадины
- Доразведка и изучение Имилорско-Источного лицензионного участка

Инвестируя как в российские, так и в зарубежные перспективные регионы, ЛУКОЙЛ обладает хорошо сбалансированным портфелем активов для организации добычи и обеспечения ее ускоренного роста.

В 2013 году Компания вошла в новый для себя перспективный регион – норвежский сектор Баренцева моря, обладающий высоким потенциалом для развития.

При проведении геолого-разведочных работ особое внимание Компания уделяет применению инновационных технологий, что позволяет значительно повышать эффективность геологоразведки. Успешность поисково-разведочного бурения в 2013 году по Компании составила 73%.

В 2013 году Компания продолжила наращивать объемы сейсморазведочных работ ЗД (+19,7% в 2012 году) для выявления, детализации структур и подготовки к заложению поисково-разведочных скважин на перспективных объектах.

Вертикальное сейсмическое профилирование, позволяющее детализировать геологическое строение вокруг уже пробуренной скважины, было выполнено на 11 скважинах. Проходка в разведочном бурении в 2013 году выросла на 7% и составила 215 тыс. м.

#### Открытия Компании





## 2013 год стал для Компании одним из самых удачных с точки зрения геологоразведки: были открыты 9 месторождений и 43 залежи, что является лучшим результатом за последние 5 лет

Наиболее крупным из открытых месторождений является Ростовицкое в Пермском крае (Кама-ойл). Стоит отметить также успехи Компании на территории вновь приобретенного актива в Самарской области: было открыто 5 месторождений, 2 из которых уже учтены, 3 будут поставлены на государственный баланс в 2014 году.

### Количество пробуренных скважин на территории России и их средняя глубина



Справочник аналитика, стр. 5  
Основные факты, стр. 24

## ОСНОВНЫЕ ПОИСКОВЫЕ ПРОЕКТЫ В 2013 ГОДУ

### Акватория Каспийского моря

Северный Каспий является стратегически важным регионом: он обеспечит рост добычи Компании в среднесрочной перспективе. ЛУКОЙЛ уделяет особое внимание развитию ресурсного потенциала на Каспии. Предпосылки для дальнейших инвестиций в геологоразведку создает льготное налогообложение в регионе. За счет доразведки увеличение доказанных запасов углеводородов Компании на Каспии в 2013 году по международным стандартам составило 51 млн барр. н. э.

В 2013 году проходка в поисково-разведочном бурении составила 3,6 тыс. м. Закончены строительством две структурные скважины, в том числе скважина №2 Западно-Сарматская, подтвердившая наличие газоконденсатных залежей. При испытании пластов получен дебит газа, равный 679 тыс. м<sup>3</sup>/сут, и конденсата – 208 м<sup>3</sup>/сут. Успешность поисково-разведочного бурения составила 100%.

Результаты строительства поисковых скважин позволили построить геологическую модель, объединяющую месторождение им. Ю.С. Кувыкина и Западно-Сарматскую структуру по титонским отложениям.

Для оценки перспектив нефтегазоносности в нефтекумских отложениях совместным предприятием КалмТатнефть (ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть и Татнефть) на Цикертинском лицензионном участке начата строительством поисковая скважина №1 Восточно-Бирюзакская.

### Республика Коми

Республика Коми является традиционным и хорошо разведанным регионом, однако, обладающим существенным потенциалом благодаря разработке перспективных участков Денисовской впадины. На ее территории в последние годы открыт ряд высокорентабельных месторождений, введенных в разработку, а также перспективных структур в пределах Курьино-Патраковского проекта.

Около 12% органического прироста запасов Компании в 2013 году пришлось на Республику Коми. Объем поисково-разведочного бурения в 2013 году в регионе составил 37,9 тыс. м.

На Восточно-Ламбейшорском месторождении в скважине №5 получен приток нефти с дебитом 410 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 15 мм.

На Южно-Баяндынской площади получен приток легкой нефти в объеме 432 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 20,6 мм. Построение геологической модели и подсчет запасов по открытому месторождению будут закончены в 2014 году.

### Акватория Балтийского моря

В 2013 году Компания проводила геолого-разведочные работы на суше и в пределах российского сектора Балтийского моря. Проходка в поисковом бурении составила 2,0 тыс. м. В рамках изучения перспектив



разработки сланцевого газа и нефти в Калининградской области проводились работы и исследования по трем скважинам.

По результатам геофизического исследования скважин (ГИС) выделены интервалы с повышенной битуминозностью с целью оценки перспектив получения сланцевой нефти. В скважине № 1 Южно-Володаровская проведен кислотный гидроразрыв, выполняются работы по освоению.

#### Самарская и Ульяновская области

После приобретения компании «Самара-Нафта» ЛУКОЙЛ увеличил объем геолого-разведочных работ в регионе до 14,6 тыс. м. В результате в Самарской области на Булатовском и Большеглушицком лицензионных участках были открыты месторождения. В Ульяновской области также были открыты месторождения на Новомалыклинском, Лабитовском лицензионных участках. Работы по оценке запасов планируется завершить в 2014 году.

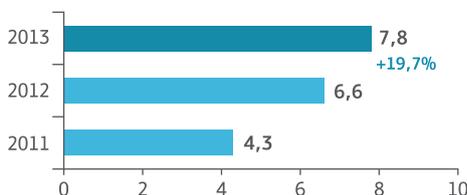
#### Узбекистан

Большая часть геолого-разведочных работ, включая сейсморазведку и проходку в поисковом бурении, по международным проектам в 2013 году была сосредоточена в Узбекистане на проекте Кандым. В результате была закончена строительством скважина Парсанкуль-11, давшая фонтанирующий промышленный приток газа – 124,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

#### Затраты на геологоразведку, млн долл.



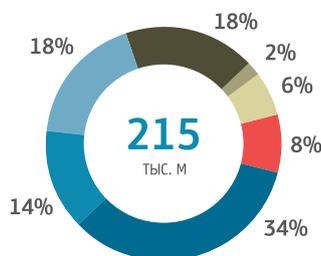
#### Сейсморазведка ЗД, тыс. км<sup>2</sup>



#### Органический прирост запасов углеводородов



#### Распределение разведочного бурения по регионам в 2013 году





## Разработка и добыча

### ИТОГИ 2013 ГОДА

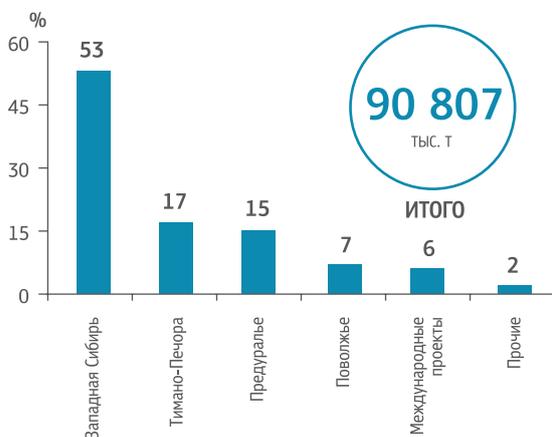
- Рост добычи товарных углеводородов 1,5%
- Расширение географии – приобретение новых добывающих активов
- Стабилизация добычи в Западной Сибири
- Подготовка к добыче на месторождении Западная Курна-2
- Завершение первого этапа обустройства месторождения им. В. Филановского

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Начало добычи на месторождении Западная Курна-2
- Начало второго этапа обустройства месторождения им. В. Филановского
- Ввод новых месторождений в Коми и Перми
- Обустройство месторождений Большехетской впадины
- Развитие проектов в Узбекистане

↑ **1,8** МЛН  
БАРР./СУТ  
ДОБЫЧА НЕФТИ

Распределение добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» по регионам



### РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА НЕФТИ

В 2013 году Группа увеличила среднесуточную добычу нефти на 1,3% в результате новых приобретений и органического роста на Каспии, в Республике Коми, в Перми. Большим достижением Компании стало сокращение темпов падения добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири, находящихся на последней стадии разработки. ЛУКОЙЛ применяет инновационные технологии, увеличивая объемы бурения в регионе для контроля и стабилизации добычи. Компания также делает акцент на подготовке к вводу новых месторождений, которые обеспечат прирост добычи в среднесрочной перспективе.

### ПРИОБРЕТЕНИЯ 2013 ГОДА В БИЗНЕС-СЕКТОРЕ «ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА И ДОБЫЧА»

В рамках стратегии Компании по укреплению сырьевой базы на территории России в 2013 году был осуществлен ряд приобретений:

#### Приобретение 100% в «Самара-Нафта»

Доля Группы на конец 2013 года, %	100
Стоимость приобретения, млрд долл.	2,1
Запасы ЗР на конец 2013 года, млн барр. н. э.	249
Общая добыча в 2013 году, тыс. барр./сут	52
Открыто месторождений в 2013 году, шт.	5

Большинство месторождений «Самара-Нафта» находятся в начальной стадии разработки и характеризуются возможностями наращивания уровней добычи. Наличие нефтеперерабатывающих, нефтехимических, а также транспортных мощностей Группы ЛУКОЙЛ в Поволжье позволит реализовать существенный синергетический эффект.

#### Приобретение 50%-й доли акций «Кама-ойл»

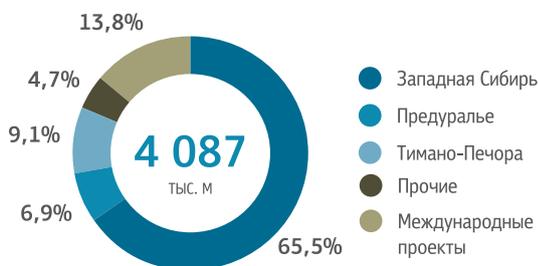
Доля Группы на конец 2013 года, %	100
Стоимость приобретения 50%-й доли, млн долл.	400
Запасы ЗР на конец 2013 года, млн барр. н. э.	133
Общая добыча в 2013 год, тыс. барр./сут	3,2
Открыто месторождений в 2013 году, шт.	1

В 2013 году ЛУКОЙЛ консолидировал 100%-ю долю компании «Кама-ойл», занимающуюся разведкой и добычей углеводородов в Пермском крае.



Эксплуатационный фонд нефтяных скважин Компании составил 32,8 тыс. скважин (в том числе дающих продукцию – 28,5 тыс.), фонд нагнетательных скважин – 12,3 тыс. (в том числе под закачкой – 9,6 тыс.). По сравнению с 2012 годом эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 3,8%, а фонд нагнетательных скважин – на 6,7%. Доля неработающего фонда в эксплуатационном осталась практически неизменной по сравнению с концом 2012 года и составила 13%. Средний дебит нефтяных скважин по проектам, в которых участвует Группа, составил 95 барр./сут (13 т/сут).

**Распределение эксплуатационного бурения по регионам**



Компания продолжает увеличивать объемы проходки в эксплуатационном бурении, которые в 2013 году выросли на 5% и составили 4 087 тыс. м. В отчетном году было введено 1,4 тыс. новых добывающих скважин (+10% к 2012 году) со средним дебитом 220 барр./сут. Особое внимание уделяется вводу горизонтальных скважин, на долю которых приходится около 20% новых нефтяных скважин, так как средний дебит горизонтальных скважин выше обычного более чем в полтора раза. Так, в 2013 году были введены 284 горизонтальные скважины со средним дебитом 360 барр./сут.

Одним из приоритетов развития Компании в области добычи является увеличение коэффициента извлечения нефти за счет применения инновационных технологий, что позволит в перспективе реализовать значительный потенциал имеющейся ресурсной базы.

[Справочник аналитика, стр. 16](#)  
[Основные факты, стр. 14](#)

**Проходка в эксплуатационном бурении, тыс. м**

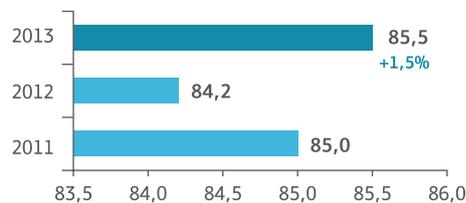


**РОССИЯ**

На Россию приходится 94% добычи нефти Компанией, поэтому мы уделяем большое внимание усилению ресурсной базы и повышению эффективности эксплуатации имеющихся активов на территории страны.

**Нам удалось добиться роста добычи на территории России на 1,5% за счет новых приобретений и увеличения добычи на Каспии, в Предуралье, Республике Коми (Тимано-Печора).**

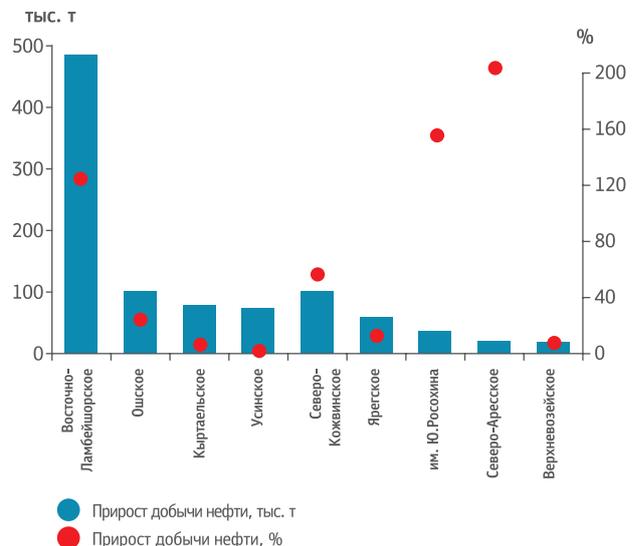
**Добыча нефти в России, млн т**



В 2013 году добыча углеводородов дочерними и зависимыми обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществлялась на 512 месторождениях в России.

Компания ведет активные работы по вводу в эксплуатацию новых месторождений. Так, в 2013 году была начата добыча углеводородного сырья на 9 новых месторождениях на территории Российской Федерации (без учета приобретения ЗАО «Самара-Нафта»). Более 16 месторождений Компании на территории Российской Федерации в 2013 году нарастили добычу нефти по отношению к 2012 году более чем на 50 тыс. т.

**Органический прирост добычи нефти в России по основным месторождениям (2013/2012)**





**ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

В 2013 году около 30% добычи нефти на территории России было получено в результате применения методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

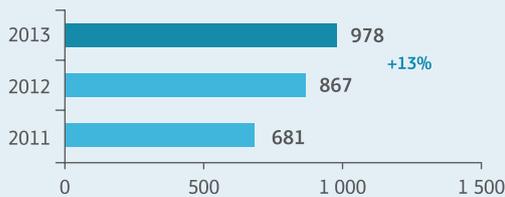
**Одной из ключевых технологий стало бурение горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта (МГРП), их дебит превышает средний показатель по Компании более чем в три раза**

Было введено 96 скважин с МГРП в Западной Сибири, Коми и Предуралье. Средний дебит нефти – 308 барр./сут. Высокая эффективность МГРП обусловлена тем, что вдоль пробуренного ствола проводятся несколько гидроразрывов.

Компания активно проводила также бурение вторых стволов на бездействующем фонде скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти. В 2013 году количество пробуренных вторых стволов достигло 470 штук (+25% к 2012 году).

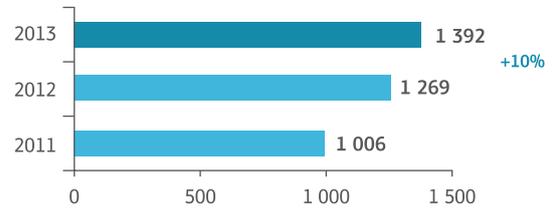
Технологии, стр. 40

**Гидроразрыв пласта, шт.**



В результате роста эксплуатационного бурения были достигнуты значительные приросты добычи нефти на месторождениях Ю. Корчагина – 578 тыс. т, Восточно-Ламбейшорском (Коми) – 482 тыс. т, Восточно-Перевальном (Западная-Сибирь) – 249 тыс. т.

**Ввод в эксплуатацию новых нефтяных скважин, шт.**



Справочник аналитика, стр. 16  
Основные факты, стр. 23

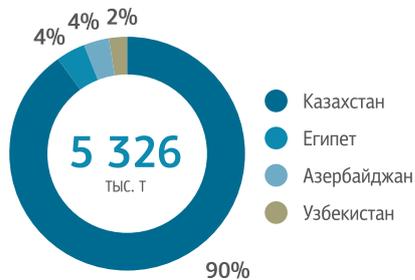
**МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ**

**В 2013 году Компания завершила основные работы по строительству установки подготовки добычи нефти на месторождении Западная Курна-2, что позволило начать промышленную добычу 29 марта 2014 года**

Добыча нефти Компанией за рубежом составила 5,3 млн т. Максимальный прирост добычи был достигнут в Казахстане за счет увеличения добычи нефти на проекте Тенгиз на 12%, до 1,3 млн т. Основные усилия Компании по разработке международных проектов были сосредоточены в Ираке на обустройстве месторождения Западная Курна-2, добыча на котором началась в 2014 году.

В рамках подготовки к ранней добыче на Кандыме ЛУКОЙЛ проводил активные работы в Узбекистане. В 2014 году запланирован ввод в эксплуатацию ДКС «Хаузак».

**Распределение добычи нефти по международным проектам**





В целом по международным проектам проходка в эксплуатационном бурении выросла на 12,1% по сравнению с 2012 годом и составила 563 тыс. м. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин вырос на 8,1% и составил 2,2 тыс., фонд скважин, дающих продукцию, – 1,9 тыс.

По международным проектам была введена в эксплуатацию 261 новая добывающая скважина.

 Справочник аналитика, стр. 16  
Основные факты, стр. 37

## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧА ГАЗА

**Газовая программа группы «ЛУКОЙЛ» предусматривает ускоренный рост добычи газа как в России, так и за рубежом, и доведение доли газа до трети от суммарной добычи углеводородов**

↑ **25,9** млрд м<sup>3</sup>

СОВОКУПНАЯ ДОБЫЧА ГАЗА ГРУППОЙ «ЛУКОЙЛ»

В 2013 году совокупная добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» (с учетом доли в добыче, осуществляемой зависимыми организациями) выросла на 5,1%. При этом добыча товарного газа (после собственного потребления, закачки в пласт и транспортных потерь) по Компании составила 20,4 млрд м<sup>3</sup> (120 млн барр. н. э.), что на 2,3% больше, чем в 2012 году. В том числе в России добыча товарного газа выросла на 2,7%, за рубежом – на 1,4%. Основной прирост добычи газа пришелся на месторождения Большехетской впадины и Тимано-Печору.

В 2013 году выработка жидких углеводородов на газоперерабатывающих заводах Группы в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье составила 13,7 млн барр. н. э. по сравнению с 13,6 млн барр. н. э. в 2012 году.



## УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ

Понимая свою ответственность за сохранение чистоты воздуха, мы стали реализовывать ряд программ, направленных на безвредную для окружающей среды утилизацию ПНГ. В результате в Западной Сибири, – основном регионе добычи Компании, уровень утилизации ПНГ превысил 95%.

Сегодня попутный газ используется для закачки в пласты с целью поддержания давления, направляется на газоперерабатывающие заводы.

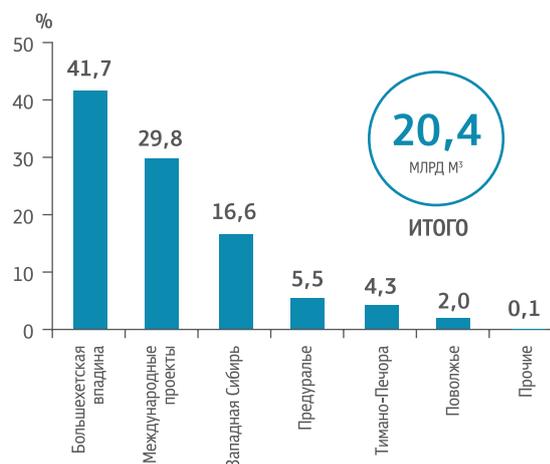
Кроме того, попутный газ используется на газовых электростанциях, строящихся вблизи месторождений, что снижает расходы на электроэнергию и, следовательно, сокращает расходы на добычу нефти.

 Охрана окружающей среды, стр. 72

Совокупная добыча природного газа увеличилась на 1,7% и составила 15,9 млрд м<sup>3</sup>. Совокупная добыча ПНГ выросла на 11,0% и составила 10 млрд м<sup>3</sup>. Эксплуатационный фонд газовых скважин в 2013 году вырос на 1% и составил 412 скважин, из них 314 – дающих продукцию. Увеличение фонда газовых скважин произошло за счет активной разработки месторождений Большехетской впадины.

 Справочник аналитика, стр. 25  
Основные факты, стр. 24

## Распределение добычи товарного газа группой «ЛУКОЙЛ» по регионам





## РОССИЯ

Добыча товарного газа в России в 2013 году составила 14,0 млрд м<sup>3</sup>. Эксплуатационный фонд газовых скважин Компании в России по состоянию на конец 2013 года составил 276 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 218. Основную часть добычи природного газа в России (около 95%) обеспечило Находкинское месторождение Большехетской впадины. В 2013 году на нем было добыто 8,4 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Большехетская впадина является приоритетным регионом развития для Компании в рамках общей стратегии по наращиванию доли газовых проектов.

## МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

В основном благодаря росту добычи по проектам Тенгиз (Казахстан) и Шах-Дениз (Азербайджан) объем добычи товарного газа за рубежом вырос на 1,4%, до 6,4 млрд м<sup>3</sup>. Эксплуатационный фонд газовых скважин по состоянию на конец 2013 года по зарубежным проектам вырос на 18% и составил 136 скважин, фонд скважин, дающих продукцию, – 96.



Распределение добычи товарного газа по международным проектам





## Перспективные проекты

БОЛЕЕ **17%**

**ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИДЕТСЯ НА ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕГИОНЫ (ИРАК, УЗБЕКИСТАН, СЕВЕРНЫЙ КАСПИЙ) В СРЕДНСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ**

Сегодня Компания находится на пике инвестиционного цикла, инвестируя в новые проекты и 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 инновационных технологий на выработанных участках и в регионах с трудноизвлекаемыми запасами

Более 40% капитальных затрат в сегменте в 2013 году пришлось на перспективные регионы, что составило 4,9 млрд долл. Большая часть которых (около 4,3 млрд долл.) была инвестирована в обустройство месторождения Западная Курна-2 в Ираке, месторождений Северного Каспия и в узбекские проекты.

**Распределение капитальных затрат в перспективных регионах в 2013 году**



### ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ 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 и применением геолого-технических мероприятий. Прирост добычи углеводородов ожидается также за счет разработки газовых месторождений в регионе.

Для повышения эффективности разработки в Западной Сибири в 2013 году пробурено 17 многоствольных скважин со средним дебитом по нефти около 600 барр./сут, превышающим средний дебит горизонтальных скважин на соседних участках в 2–2,5 раза.



Справочник аналитика, стр. 26  
Основные факты, стр. 25

#### → Имилорский участок

*Имилорский участок имеет значительный потенциал, а наличие у Компании развитой инфраструктуры в непосредственной близости сокращает сроки разработки и затраты на нее. Доказанные запасы нефти в пределах участка ОПР на конец 2013 года составляли 14,9 млн барр. Первая добыча на Имилорском месторождении ожидается в 2015 году.*

*Налоговый режим: стандартный. При этом, вместе с Правительством РФ ЛУКОЙЛ ведет работы по подготовке проведения на месторождении налогового эксперимента с налогом на добавленный доход.*

### НАЛОГ НА ДОБАВЛЕННЫЙ ДОХОД (НДД)

Впервые концепция НДД была внесена на рассмотрение Государственной Думы в 1997 году

#### Основные принципы НДД:

- Налоговая база – финансовый результат по проекту. В качестве налоговой базы для расчета НДД используется операционная прибыль по проекту за вычетом капитальных затрат. (Налоговая база = операционная прибыль по проекту – капитальные затраты по проекту)
- Перераспределение налоговой нагрузки. В случае применения НДД, налоговая нагрузка на выручку снижается
- Раздельный учет. Учет расходов для целей НДД ведется обособленно по каждому лицензионному участку



В феврале 2014 года начато эксплуатационное бурение с опережением графика (ранее начало бурения было запланировано на сентябрь 2014 года).

**Итоги 2013 года:** выполнена проектная документация, построены 23 км нефтепроводов, 42 км дорог, мост через реку Энтль-Имиягун длиной 74 м, обустраиваются 4 кустовые площадки, сейсморазведочные работы 3Д ведутся на площади свыше 1,5 тыс. км<sup>2</sup>.

**Планы на 2014 год:** реализация первого этапа пробной эксплуатации (проект «Ранняя нефть»), работы по обустройству и вводу новых скважин, строительство объектов энергоснабжения.

#### → Месторождение им. Виноградова (низкопроницаемые коллектора)

*Расположено в пределах границ двух лицензионных участков – Большого и Ольховского. Начальные извлекаемые запасы нефти составляют около 560 млн барр. (по российской классификации).*

*Налоговые льготы: ставка НДС – 20% от стандартной.*

**Итоги 2013 года:** при бурении двух скважин с МГРП получены устойчивые дебиты около 360–500 барр./сут (при среднем дебете по наклонно направленным скважинам с ГРП 22–60 барр./сут).

**Планы на 2014 год:** бурение и ввод в эксплуатацию 33 добывающих скважин.

#### → Большехетская впадина

*Основой газодобычи Компании в России являются месторождения Большехетской впадины, проектный уровень добычи на которых составляет 20 млрд м<sup>3</sup>. Доказанные запасы газа на конец 2013 года составили 11,2 трлн фут<sup>3</sup>, добыча товарного газа – 8,3 млрд м<sup>3</sup>.*

**Итоги 2013 года:** было завершено строительство газопровода общей протяженностью 190 км, введена в эксплуатацию первая очередь газотранспортной системы (ГТС), позволяющая обеспечивать сдачу природного газа в систему ОАО «Газпром» в объеме до 18 млрд м<sup>3</sup>/год. Начаты работы по строительству ДКС Находкинского месторождения мощностью 8,4 млрд м<sup>3</sup>/год и обустройству Пяяхинского месторождения. Созданная ГТС позволит транспортировать газ Ванкорского месторождения ОАО «Роснефть».

**Планы на 2014 год:** завершение работ по строительству ДКС Находкинского месторождения и комплекса объектов площадки головных сооружений.

В перспективе планируется запуск крупных газовых месторождений – Пяяхинского (2016 год), Южно-Мессояхского (2018 год) и Хальмерпаютинского (2019 год).





## ТИМАНО-ПЕЧОРА

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция обладает значительным потенциалом роста добычи. Перспективы увеличения добычи связаны с разработкой Денисовской впадины и месторождений с высоковязкой нефтью. На тяжелую нефть приходится около 4,5% всех доказанных запасов углеводородов Компании, большая часть которых 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.

 Справочник аналитика, стр. 30  
Основные факты, стр. 29

### → Денисовская впадина

*Включает Восточно-Ламбейшорскую и Баяндыскую группы месторождений. Доказанные запасы нефти Восточно-Ламбейшорского месторождения на конец 2013 года составили 94 млн барр., добыча – 870 тыс. т. Проектный уровень добычи месторождения составляет 1,3 млн т/год (9,5 млн барр./год).*

**Итоги 2013 года:** добыча нефти на Восточно-Ламбейшорском месторождении в 2013 году выросла на 125%. На Баяндыском месторождении в скважине №27 получен приток нефти. Завершены строительно-монтажные работы и начато комплексное опробование 1-й очереди установки подготовки нефти (УПН) «Баяндыская» мощностью 1,2 млн т/год, ведутся монтажные работы сооружений подготовки ПНГ (300 млн м<sup>3</sup> в год). Начаты строительно-монтажные работы на УПН «Восточный Ламбейшор» и объектах внешнего электроснабжения.

**Планы на 2014 год:** завершение работ по строительству установок очистки газа, ввод в эксплуатацию УПН «Баяндыская», завершение работ по объектам электроснабжения и строительству УПН «Восточный Ламбейшор».

### → Ярегское месторождение (высоковязкая нефть)

*Ярегское месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти Компании. Доказанные запасы нефти на конец 2013 года составили 321 млн барр., добыча – 582 тыс. т.*

*Налоговые льготы: нулевая ставка НДС. Льготы по экспортной пошлине: 10% от стандартной.*

**Итоги 2013 года:** продолжены опытно-промышленные и подготовительные работы по обеспечению добычи, подготовки, транспорта и реализации нефти с учетом наращивания объемов.

**Планы на 2014 год:** ввод в эксплуатацию 1-й очереди нефтепровода «Ярега-Ухта» протяженностью 38 км, ПГУ на 50 т/час. Планируется увеличение проходки горных выработок с 5,2 до 7,0 тыс. м; объемов подземного бурения скважин с 75 в 2013 году до 93 тыс. м в 2016 году. Строительство энергоцентра «Ярега» мощностью 100 МВт.

### → Усинское месторождение (высоковязкая нефть)

*Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения является вторым по размеру источником высоковязкой нефти Компании. Доказанные запасы нефти на конец 2013 года составили 562 млн барр., добыча – 2 506 тыс. т.*

*Налоговые льготы: нулевая ставка НДС.*

**Итоги 2013 года:** введен в эксплуатацию опытный участок разработки с перекрестным расположением добывающих и нагнетательных скважин. Продолжается строительство горизонтальных нагнетательных и наклонно направленных добывающих скважин с заканчиванием выше природного экрана. Ведется строительство энергоцентра, который в перспективе обеспечит выработку электроэнергии и пара для закачки.

**Планы на 2014 год:** реализация технологии закачки воды с контролируемыми физико-химическими параметрами с применением титанового коагулянта для повышения эффективности заводнения пластов. Продолжение строительства энергоцентра «Уса» мощностью 125 МВт.

### → Месторождения им. Р. Требса и А. Титова

*В 2011 году ЛУКОЙЛ и ОАО АНК «Башнефть» создали СП по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова. Доля ОАО «ЛУКОЙЛ» составляет 25,1%. Доказанные запасы нефти в рамках проекта пробной эксплуатации на конец 2013 года составляют 21,3 млн барр. Добыча нефти в 2013 году составила 291 тыс. т.*

*Проект на пике предполагает добычу 4,8 млн т/год (35,2 млн барр./год).*



**Итоги 2013 года:** начало добычи состоялось в августе 2013 года. Также были обустроены и запущены в работу 15 одиночных скважин, нефтесборные трубопроводы, линии электропередач, центральный пункт сбора нефти, пункт приема и сдачи нефти, напорный нефтепровод до центральной перекачивающей станции «Требса» – Варандейского терминала, опорная база промысла.

**Планы на 2014 год:** строительство дожимной насосной станции (ДНС), объектов энергоснабжения, обустройство кустовых площадок, объектов подготовки и компримирования ПНГ, продолжение геолого-разведочных, сейсморазведочных работ и разведочного бурения.

## СЕВЕРНЫЙ КАСПИЙ

Северный Каспий в среднесрочной перспективе является для Компании одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа. Благодаря успешному геолого-разведочному бурению в регионе рост доказанных запасов углеводородов по международным стандартам за пять лет составил 35%.

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



## ПРИНЦИП НУЛЕВОГО СБРОСА

Сохранение чистоты Балтики и Каспия является делом чести для Компании, именно поэтому на всех морских проектах ЛУКОЙЛ руководствуется принципом нулевого сброса, при котором соблюдается полный запрет сброса в морскую среду всех видов отходов. Отходы от производственной деятельности собираются в закрытые контейнеры и вывозятся на берег для обезвреживания и утилизации. Принцип нулевого сброса неукоснительно соблюдается как при проведении разведочного бурения, так и при эксплуатационном бурении, а также на стадии промышленной добычи углеводородов, что гарантирует сохранение чистоты акватории морей

## → Месторождение им. Ю. Корчагина

*В 2010 году ОАО «ЛУКОЙЛ» впервые начало добычу в российском секторе Каспийского моря – на месторождении им. Ю. Корчагина. Доказанные запасы углеводородов на конец 2013 года составили 121 млн барр. н. э., добыча – 1 372 тыс. т.*

*Налоговые льготы: нулевая ставка НДС.  
Льготы по экспортной пошлине: около 50% от стандартной.*

**Итоги 2013 года:** добыча нефти на месторождении в 2013 году выросла на 73%. Были введены четыре новые скважины, одна из которых характеризуется уникальными параметрами строительства: при общей протяженности ствола 7,6 тыс. м длина горизонтального ствола составила 4,3 тыс. м. На ряде скважин проведены операции по обработке призабойных зон водонефтяными эмульсиями и пенными системами.

**Планы на 2014 год:** продолжение разбуривания месторождения в соответствии с утвержденным графиком, проведение опытно-промышленных работ (ОПР) по внедрению интеллектуальной системы заканчивания скважин и новых технологий.

## → Месторождение им. В. Филановского

*Вторым месторождением, которое ЛУКОЙЛ запустит на Каспии, является месторождение им. В. Филановского. Доказанные запасы углеводородов на конец 2013 года составили 487 млн барр. н. э. Начало добычи запланировано на конец 2015 года с выходом на плановый уровень – 6,1 млн т в 2016 году.*

*Налоговые льготы: специальный порядок исчисления НДС – по ставке 15% от стоимости добытого углеводородного сырья.  
Льготы по экспортной пошлине: нулевая ставка.*

**Итоги 2013 года:** завершено строительство опорных блоков морских платформ первой очереди обустройства. Блоки отбуксированы, позиционированы и закреплены сваями в море. Начато строительство объектов головных береговых сооружений по приему нефти с месторождения и передачи в систему КТК.



**Планы на 2014 год:** завершение строительства в море ЛСП-1, ПЖМ-1, ЦТП, РБ и морских участков межпромысловых трубопроводов. Изготовление металлоконструкции опорных частей и верхних строений ЛСП-2 и ПЖМ-2. Начало строительства нефтепровода от точки выхода на берег до головных береговых сооружений, а также строительство линейных частей газопроводов.

### 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 еще один крупный проект – Кандым планируется запустить в ближайшие годы. Проекты реализуются на привлекательных для Компании финансовых условиях при поддержке правительства Узбекистана.

*Доказанные запасы углеводородов на конец 2013 года на месторождениях в Узбекистане составили 860 млн барр. н. э., добыча – 25 млн барр. н.э. Проектный годовой уровень добычи по проектам в Узбекистане составляет 18 млрд м<sup>3</sup> газа.*



Справочник аналитика, стр. 38  
Основные факты, стр. 46

**Итоги 2013 года:** на промысле Кандым была закончена строительством скважина Парсанкуль-11, давшая фонтанирующий промышленный приток газа – 163 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Заключены основные контракты по проекту «Ранний газ Кандым». Начаты строительные-монтажные работы по строительству газопроводов. Завершено строительство временных зданий и сооружений.

**Планы на 2014 год:** ввод в эксплуатацию ДКС «Хаузак». Разработка месторождения Кувачи-Алат проекта «Ранний газ Кандым».

#### ИРАК

В Ираке находится крупнейший проект Компании из тех, которые должны обеспечить рост будущей добычи нефти, – месторождение Западная Курна-2.

*Доказанные запасы нефти (доля Группы) на конец 2013 года составили 184 млн барр.*

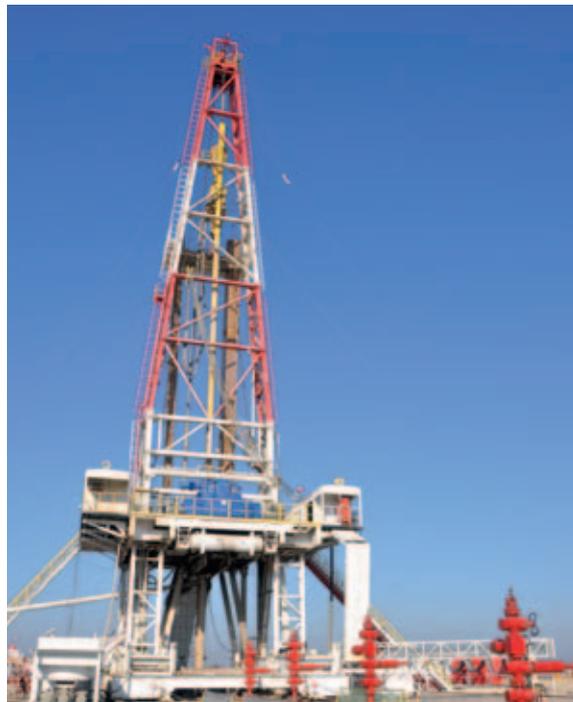
*Начало добычи – 2014 год.*

*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.*

**Итоги 2013 года:** завершены следующие объекты – установка подготовки нефти мощностью 150 тыс. барр./сут (3 линии по 50 тыс. барр./сут) и система сбора, пять кустовых площадок, временная газотурбинная электростанция (ГТЭС) 24,9 МВт, экспортный трубопровод протяженностью 103 км, резервуарный парк «Туба», вахтовый поселок на 3 235 человек, водозабор и водовод от реки Евфрат.

**Планы на 2014 год:** в первом полугодии планируется выход на уровень коммерческой добычи нефти – 120 тыс. барр./сут.





## ЛУКОЙЛ-Коми

ЛУКОЙЛ-Коми является крупнейшим недропользователем Северо-Запада России и осуществляет деятельность в Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции, охватывающей территорию двух субъектов Российской Федерации – Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Общая численность сотрудников ЛУКОЙЛ-Коми составляет более 6,5 тыс. человек.

### АКТИВЫ ЛУКОЙЛ-КОМИ:

- 87 лицензионных участков
- Запасы углеводородов ЗР по стандартам SEC – 3,2 млрд барр. (93% запасов Компании в Тимано-Печоре)
- Усинский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), мощностью 504 млн м<sup>3</sup>

**Стратегия развития:** в ближайшие 10 лет существенно нарастить объемы добычи нефти как за счет экстенсивных методов (введение новых запасов в разработку и их эксплуатационное разбуривание), так и за счет интенсивных. Планируется ввести в эксплуатацию 11 нефтяных месторождений, провести масштабные геолого-разведочные работы на открытых недавно Баяндыском и Восточно-Ламбейшорском месторождениях.

**История деятельности в регионе:** в 1999 году Компания приобрела 100%-ю долю ОАО «НК «КомиТЭК».

### ИТОГИ 2013 ГОДА:

- Среднесуточный рост добычи углеводородов составил 2,3% за счет значительного увеличения проходки в эксплуатационном бурении (на 73%)
- Компания также наращивает объемы проходки в разведочном бурении, которые составили 37,9 тыс. м (+62,2%). Проводились сейсморазведочные работы 2Д в объеме 350 км и 3Д в объеме 1 463 км<sup>2</sup>. Закончено строительством 11 скважин, из них продуктивных – 9
- На Усинском ГПЗ начаты реконструкция сырьевой компрессорной станции и строительство установки сероочистки газа

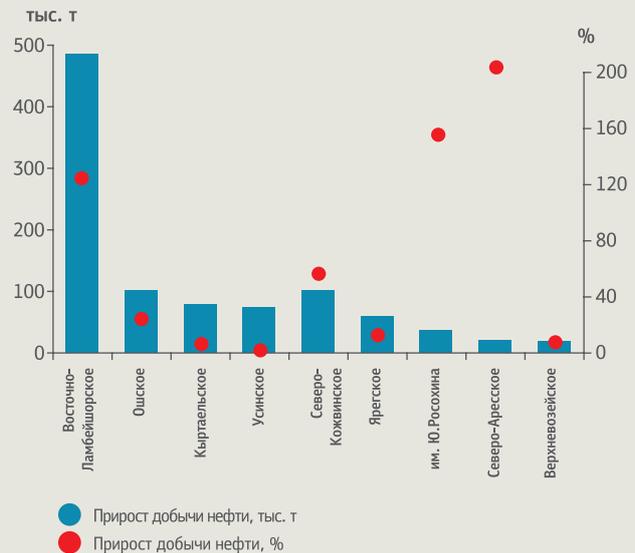
### Добыча нефти ЛУКОЙЛ-Коми, тыс. барр./сут



### ПЛАНЫ НА 2014 ГОД:

- Дальнейшая разработка перспективных участков. Ошское и Восточно-Ламбейшорское – два месторождения, которые должны внести наибольший вклад в рост добычи нефти Компанией в России в 2014 году
- Продолжение работ по реконструкции сырьевой компрессорной станции и строительству установки сероочистки газа

### Прирост добычи нефти по основным месторождениям в Коми (2013 к 2012)



### ОСНОВНЫЕ ФАКТЫ О ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОВИНЦИИ

#### → Обширная территория

Республика Коми и Ненецкий АО Архангельской области, площадью около 600 тыс. км<sup>2</sup>

#### → Суровые климатические условия

Арктический и субарктический типы климата, в НАО морозы могут достигать -45°С. На большую часть площади регионов приходится тундра, тайга и лесные пространства

#### → Малонаселенность

В Республике Коми плотность населения составляет 2,09 чел./км<sup>2</sup>, при общей численности населения 872 тыс. чел., в НАО – всего 0,24 чел./км<sup>2</sup>, общая численность населения – 43 тыс. чел.

#### → Этнический состав

Преобладают русские, коми и ненцы

#### → Промышленность и инфраструктура

Основными отраслями промышленности являются нефтегазодобыча, пищевая промышленность, лесопиление



## Деятельность Компании в регионе ярко демонстрирует успешность применения технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на разработанных участках недр и на месторождениях с нетрадиционными запасами

Основным активом в Коми на ближайшее время остается Усинское месторождение – пермокарбоновая залежь с высоковязкой тяжелой нефтью, остаточные запасы которой составляют более 560 млн барр. Данное месторождение является одним из самых «возрастных» в провинции, его освоение началось еще в 70-е годы прошлого века.

Доля высоковязкой нефти в общем объеме добычи на Усинском месторождении составляет около 80%, поэтому здесь активно ведутся ОПР, направленные на повышение нефтеотдачи.



### ТЕХНОЛОГИИ

Так как крупнейшие месторождения высоковязкой нефти Компании находятся на территории Тимано-Печоры, именно здесь сосредоточены ее основные усилия, связанные с испытанием и применением инновационных технологий

- **Встречное термогравитационное дренирование пласта (ТГДП).** ЛУКОЙЛ стал первой компанией в мире, реализовавшей проект ТГДП в системе горизонтальных скважин на Лыаельской площади Ярегского месторождения, что в перспективе позволит вовлечь в разработку свыше 117 млн барр. запасов нефти. В 2013 году в продуктивной части пласта пробурено 5 пар скважин с длиной горизонтальной части ствола 1 000 м. Расстояние между двумя скважинами составляет 5–10 м, между парами скважин – 70 м
- **Шахтный метод.** На Ярегском месторождении планируется увеличить добычу за 10 лет в четыре раза, в основном за счет интенсификации шахтным способом. Здесь впервые была пробурена строго ориентированная направленная скважина протяженностью 800 м. Строительство подобных скважин позволит значительно сократить проходку горных выработок



Технологии, стр. 40



### ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ОБЩЕСТВОМ

Понимая всю меру ответственности перед обществом, Компания реализует целый ряд социальных и благотворительных программ в регионе

- **Взаимодействие с коренными малочисленными народами**  
Обеспечение доступности медицинской помощи кочевому населению в удаленных районах Заполярья
- **Конкурс социальных проектов**  
Поддержка инициатив местных сообществ и коренного населения в решении актуальных проблем территорий
- **Поддержка образовательных учреждений**  
Сотрудничество с Ухтинским государственным техническим университетом
- **Поддержка и развитие культуры и спорта**  
При поддержке Компании проходит ряд мероприятий этнокультурной и спортивной направленности
- **Оказание благотворительной помощи**  
Поддержка малообеспеченных и многодетных семей
- **«Каникулы с «ЛУКОЙЛом»**  
Организация поездок для школьников по России и ближнему зарубежью



### ЭКОЛОГИЯ

Забываясь об окружающей среде в регионе, Компания ведет деятельность по следующим направлениям:

- **Сокращение выбросов в атмосферу за счет повышения уровня утилизации ПНГ**  
Для этого начата модернизация Усинского ГПЗ, в результате которой объем подготовки и переработки ПНГ будет увеличен с 200 до 600 млн м<sup>3</sup>, включая 100 млн м<sup>3</sup> сернистого газа с Усинского месторождения. Реализация проекта повысит надежность снабжения промышленных и социальных объектов Усинского района в целом
- **Восстановление биоразнообразия водной среды**  
За последние пять лет с целью увеличения численности популяций ценных пород рыб и восстановления биоразнообразия в бассейн реки Печоры выпущено более 750 тыс. мальков сига и хариуса

Реки являются важной частью развивающейся транспортной инфраструктуры региона

#### → Оленеводство и животноводство

Основа агропромышленного комплекса в регионе

#### → Минерально-сырьевая база

Помимо горючих и неметаллических полезных ископаемых (нефть, газ, уголь, горючие сланцы, торф, каменные и калийные соли, кварцы, горный хрусталь) провинция также богата ресурсами металлических полезных ископаемых – черных, цветных и редкоземельных металлов. Из благородных

металлов преобладает золото, имеются проявления серебра, платины. Сообщается также о проявлении алмазов

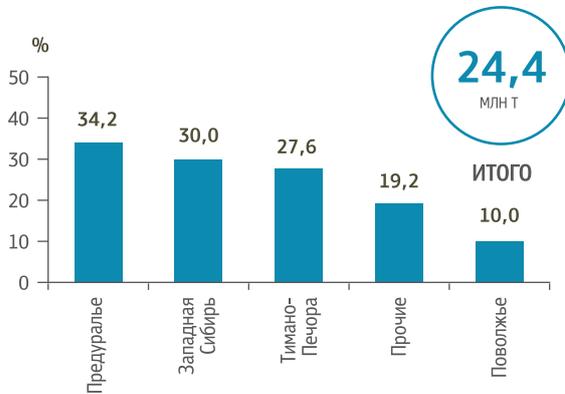
#### → Добыча углеводородов

Геологический комплекс Тимано-Печоры хорошо изучен – первая кустарная добыча была начата еще в 1746 году. На территории провинции расположено более 100 месторождений. Большая часть разведанных и прогнозных запасов размещена относительно неглубоко (800–3 300 м)



## Технологии

Доля дополнительной добычи в суммарной добыче в регионе



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

С целью выполнения стратегической задачи по восполнению добычи приростом запасов в условиях ухудшающейся сырьевой базы Компания постоянно испытывает и внедряет новые высокоэффективные технологии. Так, несмотря на то, что запасы в традиционных регионах давно находятся в разработке, Компании удастся добиваться стабилизации, а в ряде регионов – и прироста дебита скважин. Полученный результат – следствие применения инновационных технологий и повышения качества геологических и гидродинамических моделей.

**8** раз выросло количество мероприятий по внедрению новых технологий с 2009 года

### ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

- **Встречное термогравитационное дренирование пласта.** Обеспечивает максимальный контакт с коллектором при бурении горизонтальных скважин и вторых стволов. ЛУКОЙЛ стал первой компанией в мире, реализовавшей проект термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) в системе горизонтальных скважин на Лыаельской площади Ярегского месторождения.

- **Горизонтальные скважины со сверхпротяженной горизонтальной частью ствола.** В 2013 году на месторождении им. Ю. Корчагина были введены четыре новые скважины, одна из которых характеризуется уникальными параметрами строительства: при общей протяженности ствола 7 600 м длина горизонтального ствола составила 4 292 м, что ставит данную скважину в ряд с одними из наиболее сложных для строительства в мировой практике бурения.
- **Технологии заканчивания скважин с применением МГРП.** Было введено 96 скважин с МГРП в Западной Сибири, Коми и Предуралье. Средний дебит нефти – 300 барр./сут, что выше среднего показателя по Компании в три раза. За счет применения данного метода в 2013 году Компания достигла значительных успехов на месторождении им. Виноградова, где при бурении двух скважин с МГРП были получены устойчивые дебиты около 360–500 барр./сут.
- **Технологии нижнего заканчивания скважин.** На месторождении им Ю. Корчагина для предупреждения прорыва газа скважины оборудованы пассивными системами регулирования притока (ResFlow).

### ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Эти методы позволяют существенно увеличивать извлекаемые запасы и 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.

**29%**

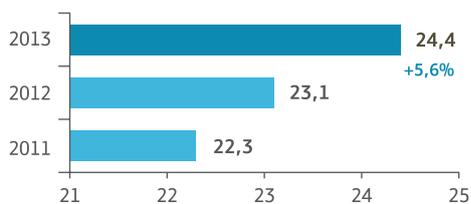
### НЕФТИ В РОССИИ ДОБЫВАЕТСЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП

В 2013 году Группа выполнила 6,6 тыс. операций ПНП, что на 19% выше уровня предыдущего года. Основной объем дополнительной добычи получен за счет физических методов (более 16 млн т).



Высокоэффективным методом ПНП является также бурение вторых стволов на существующих скважинах. В отчетном году продолжилось активное использование этого метода. Так, на месторождениях Компании в 2013 году пробурено 470 боковых стволов со средней эффективностью 90 барр./сут. 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.

#### Дополнительная добыча от применения методов ПНП в России, млн т



#### Структура дополнительной добычи, полученной от применения технологий ПНП





## ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ

Компания динамично разрабатывает и использует новые технологии добычи высоковязкой нефти.

### В настоящее время Правительство стимулирует добычу высоковязкой нефти, делая ее более рентабельной за счет применения льгот при налогообложении и исчислении экспортных пошлин

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 (22 млн барр./год).

→ **Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения** разрабатывается по технологиям площадного паротеплового воздействия и пароциклического воздействия на пласт. Продолжается реализация программы ОПР по строительству в юго-восточной части месторождения горизонтальных нагнетательных и наклонно направленных добывающих скважин.

→ **Ярегское месторождение** разрабатывается по термошахтной технологии. На месторождении успешно завершены работы по внедрению горнопроходческих комбайнов для подготовки к разработке уклонных блоков шахт, что позволяет значительно сократить расходы на их строительство.

→ **Баженовская свита.** В 2013 году значительно активизировались поисковые и научно-исследовательские работы по вовлечению в разработку нетрадиционных ресурсов Баженовской свиты Западной Сибири. При добыче используется метод термогазового воздействия, который заключается в закачке в пласт водовоздушной смеси. В декабре 2013 года введена в эксплуатацию горизонтальная скважина №100Г с МГРП

на Средне-Назымском месторождении с дебитом по нефти 600 барр./сут. В настоящее время продолжаются ОПР по бурению горизонтальных скважин с последующим МГРП. Успешная реализация экспериментальных работ на Средне-Назымском месторождении, а также развитие новых технологий позволят повысить нефтеотдачу залежей Баженовской свиты.

## ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

На основе компьютерного геолого-гидродинамического моделирования (ГГДМ) выполняются мониторинг процессов разработки, выбор оптимального комплекса и эффективности геолого-технических мероприятий для выработки запасов. Моделирование позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и снизить затраты на разработку месторождений.

Преимуществами использования моделей являются возможность детализированного трехмерного представления о неоднородности строения залежей, установление структуры текущих запасов нефти в объеме залежей, локализация участков с повышенной плотностью запасов, возможность проведения многовариантных расчетов технологических и экономических показателей разработки при применении различных геолого-технических мероприятий.

### Итоги 2013 года:

- Выполнено «Дополнение к технологической схеме разработки Находкинского месторождения» с использованием программного комплекса Pipe Sim с учетом модели газосборной сети
- Для обоснования бурения вторых стволов подготовлено 315 ГГДМ, на которых обосновано более 400 скважин-кандидатов
- По всем объектам разработки месторождений Западной Сибири созданы геолого-гидродинамические модели. Коэффициент охвата объектов разработки геолого-гидродинамическими моделями составил 100%



#### ПРОГРАММА НТР НА 2014 ГОД

ОКОЛО

# 160

МЛН  
ДОЛЛ.

16%	34%	13%	14%	23%
НИОКР	НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ	НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ ОЦЕНКИ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ И УСЛУГИ

**Цели:** обеспечение научно-технического и технологического сопровождения основной производственной деятельности

Благодаря принятой программе НТР будут осуществляться работы по технологиям разработки Баженовской свиты и вовлечения запасов низкопроницаемых коллекторов. На перерабатывающих заводах Компании основные усилия сосредоточены на углубление переработки и модернизации мощностей. Также, в рамках программы НТР, будет продолжено сотрудничество с нефтяными вузами.

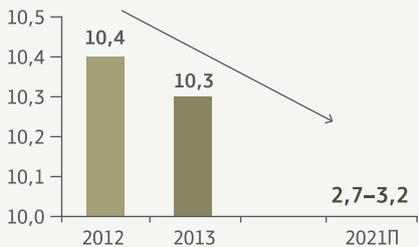
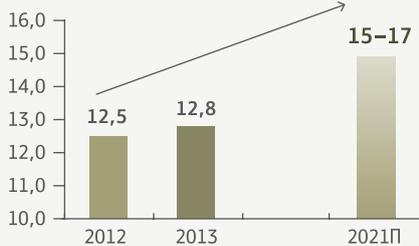


# ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ, ЭНЕРГЕТИКА И СБЫТ

	НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА	47
	ГАЗОПЕРЕРАБОТКА	53
	НЕФТЕХИМИЯ	54
	ЭНЕРГЕТИКА	56
	РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА	58
	СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ	64



# ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ, ЭНЕРГЕТИКА И СБЫТ

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ		ИТОГИ 2013 ГОДА	ПРИОРИТЕТЫ НА 2014 ГОД
<p><b>Повышение Эффективности НПЗ</b></p> 	<p><b>Динамика выпуска мазута Компанией в России, млн т</b></p>  <p>→ Нефтепереработка, стр. 47</p>	<p>За счет продолжающейся модернизации глубина переработки на российских НПЗ достигла 75,7%, выпуск мазута был сокращен на 1%, а доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов выросла до 99,9%</p>	<p>Продолжение модернизации НПЗ с целью увеличения производства светлых нефтепродуктов</p> <p>Управление крупными проектами строительства новых установок вторичной переработки нефти с целью их ввода в эксплуатацию в рамках бюджета и в установленные сроки</p>
<p><b>Повышение эффективности АЗС</b></p> 	<p><b>Среднесуточная реализация через одну собственную АЗС в России, т/сут</b></p>  <p>→ Розничная торговля нефтепродуктами, стр. 66</p>	<p>Среднесуточная реализация через одну АЗС в России выросла до 12,8 т/сут за счет ввода высокоэффективных и оптимизации нерентабельных АЗС, реконструкции старых станций, а также реализации программ лояльности клиентов (ЛИКАРД). Рост продаж нетопливных товаров составил 6%</p>	<p>Ввод высокоэффективных АЗС и их реконструкция в перспективных регионах</p> <p>Продолжение оптимизации низкокэффетивных АЗС</p>
<p><b>Диверсификация рынков сбыта</b></p> 		<p><b>Реализация нефти:</b> выход на рынок АТР</p> <p>→ Реализация нефти и газа, стр. 58</p> <p><b>Масла:</b> выход на рынок Швеции и Дании</p> <p>→ Производство масел, стр. 51</p> <p><b>Розничная сеть:</b> расширение сбытовой сети в перспективных регионах в России, расширение на рынках стран Бенилюкса</p> <p>→ Розничная торговля нефтепродуктами, стр. 66</p>	<p>Дальнейшая работа по эффективному управлению потоками нефти и нефтепродуктов, поставляемых на экспорт и внутренний рынок</p>
<p><b>Оптимизация транспортных затрат</b></p> 		<p>Увеличение реализации через собственную инфраструктуру. Рост перевалки через Варандей более чем на 70%</p> <p>→ Реализация нефти и газа, стр. 58</p>	



ПЕРЕРАБОТКА, НЕФТЕХИМИЯ, ЭНЕРГЕТИКА И СБЫТ

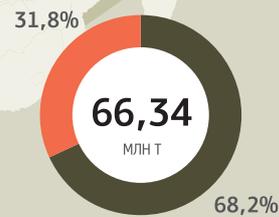


Распределение капитальных затрат и инвестиций в переработке, нефтехимии, энергетике и сбыте<sup>1</sup>



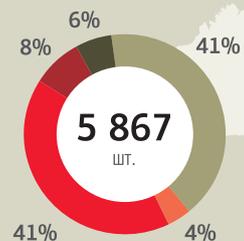
- Бизнес-сегмент «Переработка, торговля и сбыт»
- Бизнес-сегмент «Нефтехимия»
- Бизнес-сегмент «Энергетика»
- Прочее

Распределение переработки нефти по регионам



- Переработка на российских НПЗ
- Переработка на зарубежных НПЗ

Сбытовая сеть



- США
- Европа
- Страны Балтии
- Россия
- СНГ

<sup>1</sup> С учетом долей.



## Нефтепереработка

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автомобильных бензинов достигла 99,9%
- Глубина переработки на российских НПЗ достигла 75,7%
- Снижение выпуска мазута на 1%
- **Пермский НПЗ** – завершение реконструкции установки гидроочистки ДТ, начало строительства коксовой установки
- **Нижегородский НПЗ** – расширение резервуарных парков хранения нефти и нефтепродуктов
- **Ухтинский НПЗ** – введение в эксплуатацию установки АВТ после реконструкции, увеличение мощности вакуумного блока до 2 млн т/год
- **НПЗ Плоешти (Румыния)** – окончание масштабной реконструкции, в рамках которой заменен корпус реактора каталитического крекинга, циклоны и распределитель воздуха, восстановлены футеровки печей основных технологических объектов, заменены каталитические системы

### ЦЕНОВАЯ КОНЪЮНКТУРА

В 2013 году наблюдалось снижение маржи переработки на развитых рынках Европы и США, что объясняется переизбытком мощностей и ростом конкуренции при стагнирующем спросе. Средние цены на мазут в Европе (ФОБ Роттердам) снизились на 6,3%, цены на высокооктановый бензин – на 4,8%.

В России цены на топочный мазут выросли на 6,6%, цены на бензин марки АИ-95 – на 3,2%.

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

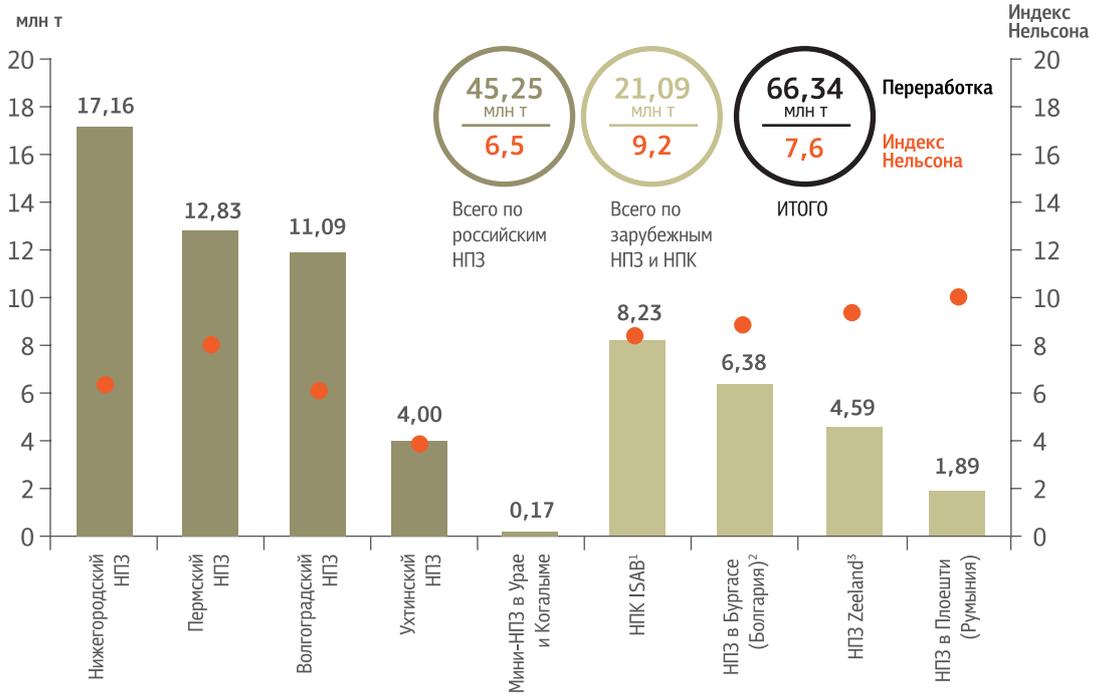
Продолжение работ по модернизации и строительству:

- на **Пермском НПЗ** – комплекса переработки нефтяных остатков
- на **Нижегородском НПЗ** – второго комплекса каталитического крекинга ВГО, вакуумного блока
- на **Волгоградском НПЗ** – комплекса глубокой переработки ВГО, Установки АВТ
- на **НПЗ в Бургасе** – комплекса переработки тяжелых остатков
- на **НПК ISAB** – реконструкция установки каталитического крекинга





Распределение переработки нефти по заводам



<sup>1</sup> Объем переработки на НПК ISAB (по нефти и мазуту) с учетом доли Компании в течение 2013 года – 80%.

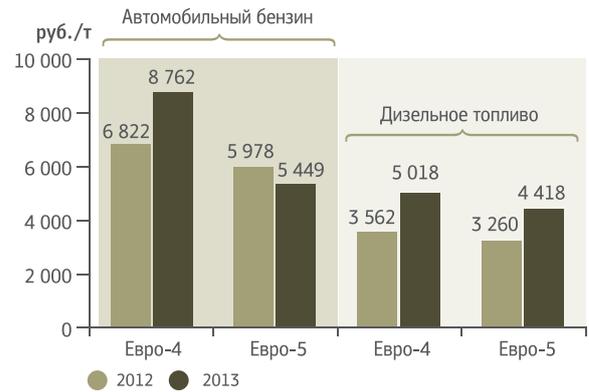
<sup>2</sup> Включая переработку в 2013 году 0,79 млн т мазута.

<sup>3</sup> Объем переработки на НПЗ Zeeland указан с учетом доли Компании – 45%. В том числе, в 2013 году было переработано 2,1 млн т прочего нефтяного сырья.

НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

Основными видами налогов в сегменте являются экспортные пошлины и акцизы на нефтепродукты. Изменение налогового законодательства в России стимулирует производителей высококачественных продуктов за счет снижения акцизов на автомобильные бензины и дизельное топливо класса Евро-5. Так, в 2013 году ставки акцизов на автомобильные бензины Евро-5 были снижены на 8,8%, ставки акцизов Евро-4, -3 и ниже были повышены в пределах 27–28%. Группа «ЛУКОЙЛ» уже в 2012 году перешла на производство автомобильных бензинов Евро-5, что позволяет получать значительный экономический эффект, а также окупать инвестиции в модернизацию наших НПЗ.

Акцизы на нефтепродукты





### ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ СЕГМЕНТА «ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ»

Чистая прибыль сегмента «Переработка, торговля и сбыт» в 2013 году составила 1,2 млрд долл. Основное негативное влияние на чистую прибыль сегмента оказали списания неденежного убытка от обесценения деловой репутации НПК ISAB на фоне падающей маржи переработки в Европе.

→ Консолидированная финансовая отчетность, стр. 151

Мы продолжили активное развитие сегмента «Переработка, торговля и сбыт», концентрируя свои усилия на росте операционной эффективности и увеличении производства светлых нефтепродуктов. Совершенствование российского законодательства стимулирует производство премиальных высокоэкологичных видов топлива. Именно поэтому основные усилия Компании в сегменте «Переработка, торговля и сбыт» сосредоточены на модернизации российских НПЗ.

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

Текущая модернизация Пермского НПЗ и строительство каталитического крекинга на Нижегородском НПЗ, комплекса глубокой переработки ВГО на Волгоградском НПЗ и комплекса переработки тяжелых остатков на НПЗ в Бургасе 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.

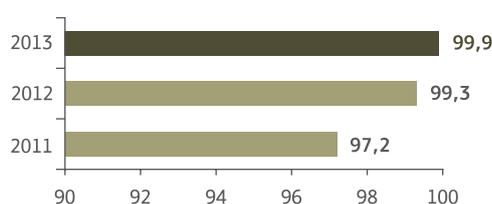
↑ **99,9** %

ДОЛЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ  
В ОБЩЕМ ВЫПУСКЕ АВТОМОБИЛЬНЫХ  
БЕНЗИНОВ

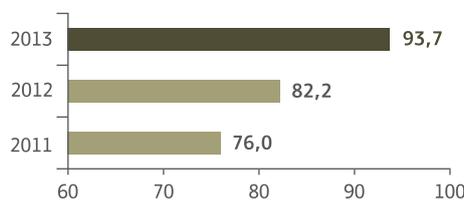
Доля дизельного топлива с содержанием серы не более 50 ppm в общем объеме производства на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» (без учета мини-НПЗ, НПК ISAB и НПЗ Zeeland) составила 93,7%.

→ Справочник аналитика, стр. 39  
Основные факты, стр. 56

### Доля высокооктановых бензинов в общем производстве автобензинов<sup>1</sup>, %



### Доля дизельного топлива с содержанием серы 50 ppm и менее в общем производстве дизельного топлива<sup>1</sup>, %



<sup>1</sup> Без учета мини-НПЗ, комплекса ISAB и НПЗ Zeeland.



### Структура выпуска нефтепродуктов на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>, %



<sup>1</sup> С учетом переработки на комплексе ISAB с декабря 2008 года и на Zeeland с сентября 2009 года (по доле Компании).

### РОССИЙСКИЕ НПЗ

Объем переработки на российских НПЗ Компании в 2013 году вырос на 1,8% и составил 45,2 млн т, что объясняется снятием инфраструктурных ограничений по прокачке нефти и отгрузке нефтепродуктов, а также увеличением переработки на Нижегородском НПЗ после завершения реконструкции установки АВТ-5 в 2012 году.

Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске бензинов российскими заводами Группы (не включая мини-НПЗ) выросла в 2013 году до 99,9% (99,1% в 2012 году). Глубина переработки по мере хода модернизации постепенно увеличивается. В 2013 году глубина переработки достигла 75,7% (75,2% в 2012 году). Выход светлых нефтепродуктов (не включая мини-НПЗ) составил 54,2%.

В течение отчетного года на всех НПЗ Компании продолжалась работа по снижению уровня безвозвратных потерь. Безвозвратные потери при переработке нефти в России составили 0,47% при среднеотраслевом показателе 0,72%.

Капитальные затраты на российских НПЗ Группы составили в 2013 году 1 393 млн долл. (988 млн долл. в 2012 году). Рост капитальных затрат обусловлен строительством установки комплекса глубокой переработки вакуумного газойля на Волгоградском НПЗ и установки каталитического крекинга на Нижегородском НПЗ.

→ Справочник аналитика, стр. 42  
→ Основные факты, стр. 59

### ЗАРУБЕЖНЫЕ НПЗ

Объем переработки на зарубежных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» в 2013 году сократился на 2,5% и составил 21,09 млн т в связи с сокращением производства в Румынии, Болгарии и Италии на фоне низкой маржи переработки в Европе. В рамках реструктуризации зарубежных нефтеперерабатывающих активов и в связи с неблагоприятной экономической конъюнктурой на Украине Компания продала Одесский НПЗ.

Уровень безвозвратных потерь в 2013 году (без учета комплекса ISAB и НПЗ Zeeland) составил 0,54% (0,56% в 2012 году). Глубина переработки (без учета комплекса ISAB и НПЗ Zeeland) – на уровне 79,6% (82,0% в 2012 году). Выход светлых нефтепродуктов в 2013 году (без учета комплекса ISAB и НПЗ Zeeland) составил 68,7% (69,8% в 2012 году).

Капитальные затраты НПЗ Группы за рубежом составили в 2013 году 791 млн долл. (418 млн долл. в 2012 году). Рост капитальных затрат обусловлен строительством комплекса переработки тяжелых остатков на НПЗ Бургаса.

→ Справочник аналитика, стр. 47  
→ Основные факты, стр. 67



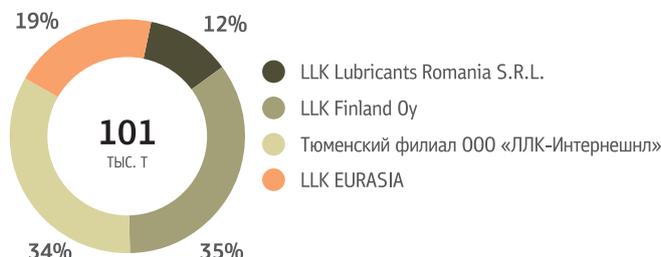
# Производство масел

## Производство масел на заводах группы «ЛУКОЙЛ»

Полный цикл производства масел



Производство масел из готовых компонентов



### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Создано 25 новых продуктов, получено 85 новых одобрений
- Подписано стратегическое сотрудничество с UZ DAEWOO и Группой компаний Соллерс
- Первая заливки в автомобили зарубежного производства: Hyundai, KIA и Geely
- Количество авторизованных станций технического обслуживания (АСТО), где ЛУКОЙЛ является поставщиком масел, превысило 600
- Заключение соглашения о поставках в адрес крупнейшего автопарка в Европе ГУП «Мосгортранс» и розничной сети «Магнит»
- Вывод на рынок РФ нового бренда LUKOIL GENESIS
- Приобретение австрийского завода OMV мощностью до 80 тыс. т/год
- Начало работ по строительству завода по смешению масел мощностью 100 тыс. т/год в Казахстане

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Дальнейшая работа с автопроизводителями по разработке новых продуктов и развитие сотрудничества с АСТО
- Развитие продаж промышленных масел по программе импортозамещения

**Сегодня ЛУКОЙЛ – единственная российская компания, добившаяся первой заливки в автомобили зарубежного производства, и поставщик масел первой заливки всех ведущих предприятий российского автопрома**

Деятельность Компании по продажам масел охватывает 103 страны мира. Общий объем производства масел в 2013 году несколько снизился и составил 1 153 тыс. т в основном за счет снижения потребления масел группы ГОСТ и удлинения интервалов замены масел на фоне обновления парка автотранспорта. При этом наблюдается тенденция к использованию более высокотехнологичных масел. Так, продажи перспективной линейки масел, производимых в России, выросли на 19% и составили 24 тыс. т.

ОКОЛО **48%**

ДОЛЯ ГРУППЫ В ПРОИЗВОДСТВЕ МАСЕЛ В СТРАНЕ

### ОБНОВЛЕНИЕ АССОРТИМЕНТА ПРОДУКЦИИ

Разработка новых наименований масел ведется постоянно, ассортимент смазочных материалов ЛУКОЙЛ составляет сегодня свыше 600 наименований. Масла ЛУКОЙЛ имеют более 350 действующих официальных одобрений производителей техники и оборудования.



Постоянное улучшение структуры продуктового ассортимента – одна из основных задач Компании. Объем продаж высокоэффективных масел для индустрии в 2013 году увеличился на 47%. В 2013 году существенно изменилась структура поставок на экспорт, где рост доли премиальных масел «Люкс» и «Авангард» составил 18% и 13% соответственно.

В индустриальном сегменте использование масел ЛУКОЙЛ – гарантия непрерывности технологического процесса и экономического преимущества. Наши масла поставляются на предприятия Северсталь, Сургутнефтегаз, Норильский Никель. С 2013 года ведутся поставки в адрес ОАО «Российские сети» – крупнейшей электросетевой компании России.

#### ПРОИЗВОДСТВО ПРИСАДОК

Уделяя особое внимание развитию технологии производства присадок в 2013 году на ЛЛК-НАФТАН (совместное предприятие Группы ЛУКОЙЛ и НПЗ «Нафтан» в Республике Беларусь), была произведена реконструкция реакторного блока цеха сульфонатных присадок, введена в эксплуатацию исследовательская лаборатория, в рамках которой были внедрены современные международные методы тестирования судовых масел. Рост объемов присадок для производства судовых масел составил 20%.

#### МЕЖДУНАРОДНЫЙ РЫНОК СУДОВЫХ МАСЕЛ

Сегодня продукция ЛУКОЙЛ производится на 22 заводах и поставляется в 700 портов более чем 64 стран мира. Масла LUKOIL NAVIGO стали новым стандартом для самых современных и мощных судовых двигателей. Этот стандарт с 2013 года обязателен для всех производителей судовых масел.

# 4 %

#### ДОЛЯ ГРУППЫ ЛУКОЙЛ НА МИРОВОМ РЫНКЕ СУДОВЫХ МАСЕЛ

В 2013 году подписано соглашение с крупнейшим в мире владельцем круизных судов – американской компанией Carnival Group по снабжению судовыми маслами ЛУКОЙЛ всего флота этой компании, включая флагман, самый знаменитый круизный лайнер в мире, обладатель рекордов Гиннеса – Queen Mary 2. Масла ЛУКОЙЛ залиты в вертолетоносец Военно-морского флота России «Владивосток» (класс «Мистраль»), переданный России в октябре 2013 года.



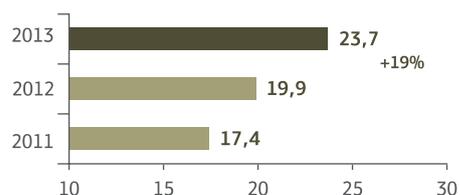
#### LUKOIL MARINE LUBRICANTS – ОДНА ИЗ ЛУЧШИХ КОМПАНИЙ В ОБЛАСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ ИННОВАЦИЙ

В 2013 году одна из старейших газет Лондона Lloyd's List и компания Sea Trade, представляющая международные публикации по морской и круизной деятельности, признали LUKOIL Marine Lubricants одной из пяти лучших компаний Ближнего Востока и Индии в номинации технических инноваций

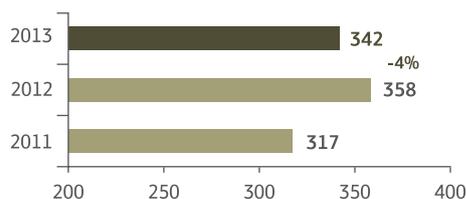


Справочник аналитика, стр. 41, 63  
Отчет о деятельности, стр. 57

#### Продажи перспективной линейки масел, производимых в РФ, тыс. т



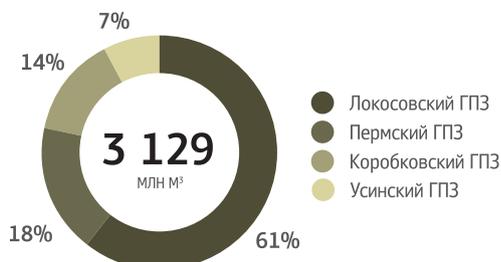
#### Объемы продаж фирменных масел, тыс. т





## Газопереработка

Переработка газа на ГПЗ, млн м<sup>3</sup>



Переработка жидких углеводородов на ГПЗ, тыс. т



### ИТОГИ 2013 ГОДА

- На Усинском ГПЗ в Коми продолжены реконструкция сырьевой компрессорной станции и строительство установки сероочистки газа
- Рассмотрен проект реконструкции Локосовского ГПЗ и товарного парка с наливной эстакадой
- На Пермском ГПЗ завершено строительство парка сжиженных газов

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Продолжение реконструкции на Усинском ГПЗ, что позволит увеличить объем подготовки и переработки ПНГ с 200 до 600 млн м<sup>3</sup>, включая 100 млн м<sup>3</sup> сернистого газа с Усинского месторождения
- На Пермском ГПЗ планируется завершение строительства второй линии по переработке ПНГ



### ЛОКОСОВСКИЙ ГПЗ – ЛИДЕР СРЕДИ ЗАВОДОВ КОМПАНИИ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПНГ

Сегодня в Западной Сибири утилизируется более 95% добытого в регионе попутного газа. Мощности газоперерабатывающего завода позволяют принимать в переработку до 2,14 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Продукция утилизации ПНГ – сухой отбензиненный газ, широкая фракция легких углеводородов, бензин газовый стабильный и пропан технический

Ввод в работу товарного парка с наливной эстакадой позволил отгружать продукцию газопереработки в железнодорожные цистерны для отправки на нефтехимические заводы Компании и сторонних предприятий

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

В 2013 году газоперерабатывающими заводами Компании было переработано 3 129 млн м<sup>3</sup> газового сырья и 764 тыс. т жидких углеводородов.

На заводах Компании было выработано более 2 368 млн м<sup>3</sup> товарного отбензиненного газа, 905 тыс. т сжиженных газов, более 644 тыс. т ШФЛУ и 164 тыс. т жидких углеводородов (стабильный газовый бензин и изопентановая фракция).



Справочник аналитика, стр. 51  
Основные факты, стр. 74



## Нефтехимия

### 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, поливинилхлорида, каустической соды и другой продукции
<b>НПЗ С НЕФТЕХИМИЧЕСКИМИ ПРОИЗВОДСТВАМИ</b>		
Нефтохим Бургас	г. Бургас (Болгария)	Производство полимеров

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- **Ставролен** – продолжение работ по строительству ГПУ для переработки газа с месторождений Северного Каспия
- **Саратоворгсинтез** – реконструкция производства нитрилакриловой кислоты

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Дальнейшая модернизация мощностей
- Продолжение строительства ГПУ-1 на Ставролене

### 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 странах мира.



### ГПУ НА СТАВРОЛЕНЕ СООТВЕТСТВУЕТ ВЫСОКИМ ТРЕБОВАНИЯМ ВСЕРОССИЙСКОГО ОБЩЕСТВА ОХРАНЫ ПРИРОДЫ

ЛУКОЙЛ получил сертификат Всероссийского общества охраны природы о соответствии экологическим стандартам безопасности на строящейся ГПУ в Буденновске (Ставролен)

Ввод в эксплуатацию ГПУ-1 наряду с модернизацией других объектов предприятия позволит сократить объем загрязняющих выбросов почти на 300 т в год. ПНГ, который будет направляться на ГПУ-1 с каспийских месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ», не содержит соединений сероводорода и, соответственно, не окажет вредного воздействия на состояние окружающей среды в регионе

В 2013 году объем производства продукции на нефтехимических заводах группы «ЛУКОЙЛ» вырос на 10,2% и составил 985 тыс. т, что объясняется эффектом низкой базы 2012 года из-за приостановки производства на Карпатнефтехиме (Украина) и на Ставролене.



Справочник аналитика, стр. 57  
Основные факты, стр. 76

**НЕФТЕХИМИЯ В ЖИЗНИ**

В процессе нефтехимического производства происходит превращение углеводородов, добываемых Компанией, в полезные продукты, являющиеся основой целого ряда товаров широкого потребления:

**Полиэтилен**

- производство труб с повышенными защитными свойствами для водопроводов и канализаций
- производство бытовой техники
- изготовление упаковочной пленки и тары

**Поливинилхлорид**

- производство кабелей и искусственных кож
- производство упаковочных материалов

**Цианид натрия**

- Используется в золотодобыче для отделения благородных металлов от рудной породы

**Бензол**

- производство лекарств
- пластмасс
- синтетической резины

**Винилацетат**

- производство красок
- различных клеев

В рамках стратегии развития сектора и повышения эффективности нефтехимических предприятий в 2013 году осуществлялись мероприятия, направленные на модернизацию существующих производств.

**Ставролен** – ведется строительство новой газоперерабатывающей установки ГПУ-1, которая позволит утилизировать ПНГ месторождений Северного Каспия в объеме до 2,2 млрд м<sup>3</sup>/год. Завершение работ планируется в конце 2015 года. Продукция ГПУ-1 – широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) будет поступать на установку по производству этилена, а этан и сухой газ будут направляться в газотранспортную систему ОАО «Газпром».

Для обеспечения электроэнергией строящейся ГПУ, в 2013 году было начато строительство парогазовой установки, электрической мощностью 135 МВт, и тепловой – 58 Гкал/час. В качестве топлива для ПГУ будет применяться попутный газ, добываемый на месторождениях Северного Каспия. Коэффициент полезного действия ПГУ превысит 51%, что соответствует самым высоким мировым стандартам. ПГУ позволит в 1,5 раза сократить удельный расход топлива для производства электроэнергии, а также в 2-3 раза снизить уровень вредных выбросов в атмосферу.

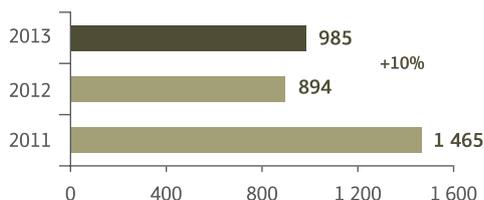


Основные факты, стр. 78

**Саратоворгсинтез** – в 2013 году в рамках проекта по расширению производства цианида натрия до 30 тыс. т/год с реконструкцией производства нитрилакриловой кислоты до 190 тыс. т/год была осуществлена поставка оборудования новой установки и выполнены работы по строительству склада для хранения цианида натрия. Ведется разработка базового проекта производства нитрилакриловой кислоты.



Основные факты, стр. 78

**Производство нефтехимической продукции, тыс. т**



## Энергетика

### ЛУКОЙЛ является одним из лидеров энергетического рынка России

#### ИТОГИ 2013 ГОДА

- **Продолжение модернизации:** Астраханьэнерго – ввод ПГУ-235 МВт на котельной «Центральная»; Ростовэнерго и Ставропольэнерго – установка шести газопоршневых агрегатов суммарной мощностью 10,5 МВт
- **Начало строительства** ПГУ-135 МВт на Ставролене
- **Развитие возобновляемой энергетики:** начало строительства ФЭС и ВЭС в Румынии

#### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Строительство ГТУ-ТЭЦ на площадке Пермского НПЗ (в 2014 году вводится в эксплуатацию первый пусковой комплекс мощностью 100 МВт)
- Сертификация на соответствие требованиям международного стандарта ISO
- Строительство на Ярегском и Усинском месторождениях энергоцентров, мощностью 100 и 125 МВт соответственно
- Завершение строительства ПГУ-135 МВт на Ставролене

Основные мощности по производству тепла и электричества расположены на юге страны, а также в Болгарии и Румынии.

Энергетические активы Компании надежно обеспечивают как собственные потребности (за счет малой энергетики), так и потребности внешних потребителей тепла и электричества в Южном федеральном округе Российской Федерации. Поэтому стратегия бизнес-сегмента «Энергетика» связана с развитием и коммерческой, и локальной генерации на объектах добычи и нефтепереработки.

Общая выработка электрической энергии в 2013 году составила 15,7 млрд кВт-ч. Общий отпуск тепловой энергии – 13,6 млн Гкал, в том числе 12,5 млн Гкал в России. Объем выработки тепловой и электроэнергии определялся исходя из условий работы на рынке электроэнергии.



Справочник аналитика, стр. 54  
Основные факты, стр. 80



#### ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ЛУКОЙЛ ведет активную работу по повышению энергоэффективности своих производственных предприятий. Экономический эффект от выполнения программы энергосбережения в 2013 году составил 28 млн долл.

#### Сертификация в соответствии со стандартом ISO

Предприятие «Покачевнефтегаз» (Западная Сибирь) и ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго первыми в группе «ЛУКОЙЛ» получили сертификаты на соответствие требованиям международного стандарта ISO 50001:2011 (Energy management systems – Requirements with guidance for use, Системы энергетического менеджмента – Требования и руководство по применению)

До конца 2015 года ожидается ввод данной системы на всех предприятиях Группы и получение сертификата в соответствии со стандартом ISO

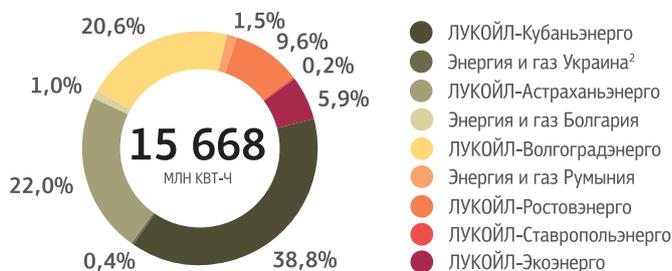


#### → Технологии тригенерации

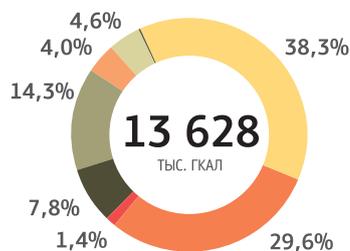
Пилотный проект реализуется на базе ПГУ 110 МВт в Астрахани. Получение холода за счет утилизации сбросного тепла, а также тепла с теплофикационных отборов позволяет снимать ограничения на выработку мощности и электроэнергии в летний период, увеличивать коэффициент теплофикации и, как следствие, улучшать показатели эффективности электростанций. Для производства холода используются абсорбционные бромисто-литиевые холодильные машины



Выработка электроэнергии<sup>1</sup>



Отпуск тепловой энергии<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Без учета малой энергетики.

<sup>2</sup> Продано в 2013 году.

### Возобновляемая энергетика

ЛУКОЙЛ активно развивает возобновляемую энергетику как в России, так и за рубежом на базе ЛУКОЙЛ-Экоэнерго. Так, в России в эксплуатации у ЛУКОЙЛ-Экоэнерго находятся четыре гидроэлектростанции суммарной установленной мощностью 297,8 МВт, выработка которых за 2013 год составила 928 млн кВт-ч. За рубежом предприятие развивает солнечную и ветровую энергетику. Общая мощность ветряных электростанций (ВЭС) на конец 2013 года составила 124 МВт, а выработка – 277,7 млн кВт-ч.

### РОССИЯ

В 2013 году был реализован ряд проектов по использованию возобновляемых источников энергии, направленных на обеспечение собственных потребностей предприятий Группы. В частности, установлены солнечные коллекторы на АЭС для обеспечения горячей водой, реализован ряд проектов по установке тепловых насосов на АЭС для кондиционирования и теплоснабжения. Велась проработка новых проектов по строительству фотоэлектростанций (ФЭС) и ветряной электростанции (ВЭС), в том числе и в составе ветродизельных комплексов на месторождениях.

### МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ

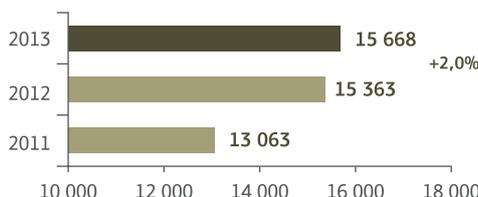
В рамках СП LUKERG Renew на территории Восточной Европы было реализованно:

→ Начало строительства ВЭС «Inergia» в Румынии, мощностью 84 МВт, на которой будут установлены 42 ветротурбины по 2 МВт каждая. Завершение строительства планируется в 1П 2014 года

→ Приобретение двух действующих ВЭС общей мощностью 84 МВт (ВЭС Gebeleisis – 70 МВт в Румынии, Hrabrovo – 14 МВт в Болгарии)

В 2013 году Компания «Энергия и газ Румыния» начала реализацию проекта по строительству ФЭС мощностью 9 МВт на незадействованных в производственных процессах площадках НПЗ в Плоешти.

Выработка электроэнергии на электростанциях<sup>1</sup>, млн кВт-ч



<sup>1</sup> Без учета малой энергетики.



## Реализация нефти и газа

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Выход на рынок АТР
- Увеличение экспорта через собственные терминалы на 50%
- Рост реализации по направлениям с применением льготы по экспортной пошлине (нефть Каспия и Яреги)

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Диверсификация рынков сбыта
- Нарастивание доли транспортировки через собственную инфраструктуру



### РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

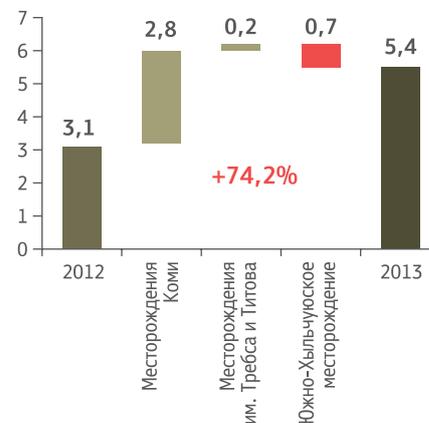
Суммарный объем реализации нефти Компанией, включая поставки для переработки на собственных и зависимых НПЗ, в 2013 году составил 105 млн т. При этом в связи с более высокой эффективностью поставок нефти на внутренний рынок по сравнению с большинством направлений поставок в дальнее зарубежье существенные объемы нефти были переориентированы с неэффективных экспортных направлений на НПЗ Компании и реализацию на внутреннем рынке РФ.

Одной из приоритетных задач в секторе реализации нефти является оптимальное размещение потоков на экспорт и внутренний рынок с учетом конъюнктуры рынка, с целью получения максимальной прибыли для группы «ЛУКОЙЛ».

Так, **объемы экспорта через собственные терминалы выросли на 50% и достигли 6,4 млн т нефти.**

Основная доля прироста была достигнута за счет увеличения поставок через новый нефтепровод «Харьяга–Ю. Хыльчую» с месторождений в Коми и начала поставок нефти с месторождения им. Требса и Титова на Варандейский терминал, через который было экспортировано 5,4 млн т. Экспорт через порт Светлый не изменился и составил 1,0 млн т.

Динамика поставки сырья для перевалки на Варандейский терминал, млн т





### ВЫХОД НА РЫНОК АТР

С целью повышения эффективности за счет диверсификации рынков сбыта Компания в 2013 году вышла на быстрорастущий рынок АТР

С июля 2013 года организованы экспортные отгрузки в новом направлении реализации – через систему «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) в порту Козьмино, что позволяет обеспечить реализацию легкой нефти Компании с сохранением ее качества и с большей эффективностью, чем путем традиционного экспорта в западном направлении

### Поставки нефти на НПЗ

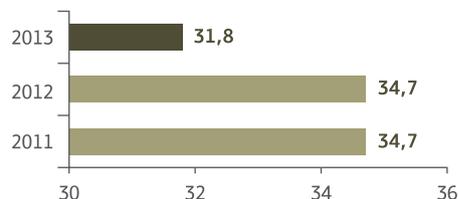
Наиболее эффективным направлением использования добытой Компанией нефти по-прежнему являлась ее переработка на российских НПЗ. Объем поставок нефти на НПЗ Группы в России в 2013 году составил 45,2 млн т.

Поставки сырья на зарубежные собственные и зависимые НПЗ Компании в 2013 году составили 21,1 млн т. Поставки нефти на переработку на сторонние заводы составили 1,54 млн т, упав по сравнению с 2012 годом в результате снижения переработки на НПЗ в Белоруссии.

### Реализация на внутреннем рынке

В 2013 году было реализовано 8,5 млн т нефти на внутреннем рынке, что на 87,1% больше, чем в 2012 году. Рост произошел в результате снижения экспорта нефти на 2,9 млн т как следствие переориентации на более высокодоходный в 2013 году внутренний рынок.

### Экспорт нефти из России, млн т



### Структура реализации нефти, %



<sup>1</sup> Включая нефтепродукты, поставляемые на ISAB и Zeeland.

### Экспорт нефти

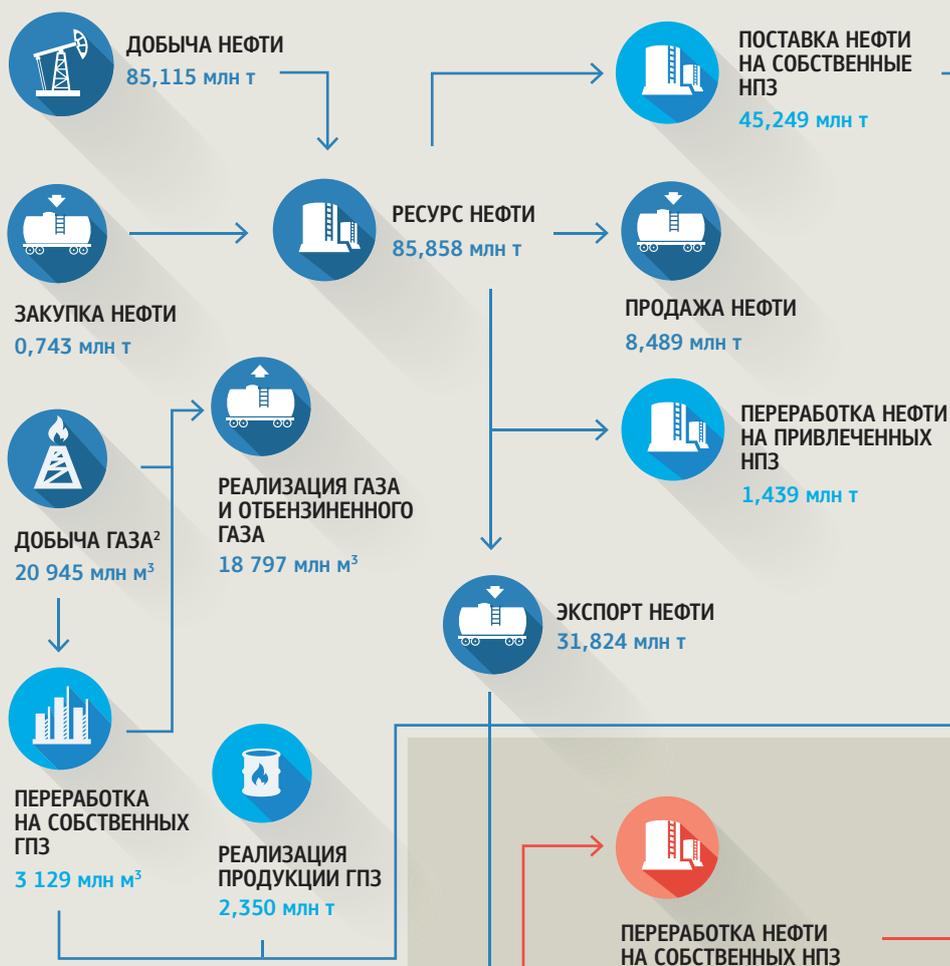
В связи с перераспределением поставок нефти, экспорт в 2013 году был сокращен на 8,4% и составил 31,8 млн т. Доля поставок через транспортную систему ОАО «АК «Транснефть» снизилась с 87,7% до 79,5%, при этом эксплуатация собственной транспортной инфраструктуры выросла за счет начала прокачки через новый трубопровод «Харьяга-Ю. Хыльчюю».

Справочник аналитика, стр. 62  
 Основные факты, стр. 86

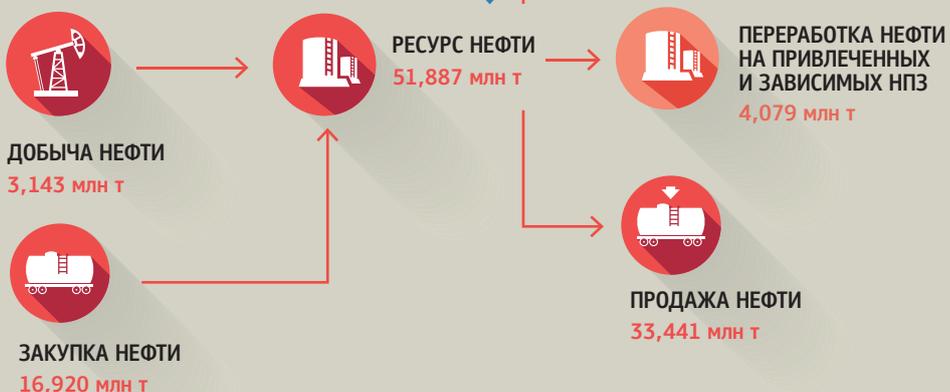


# Товарный баланс<sup>1</sup> Дочерние общества ОАО «ЛУКОЙЛ»

## → РОССИЯ

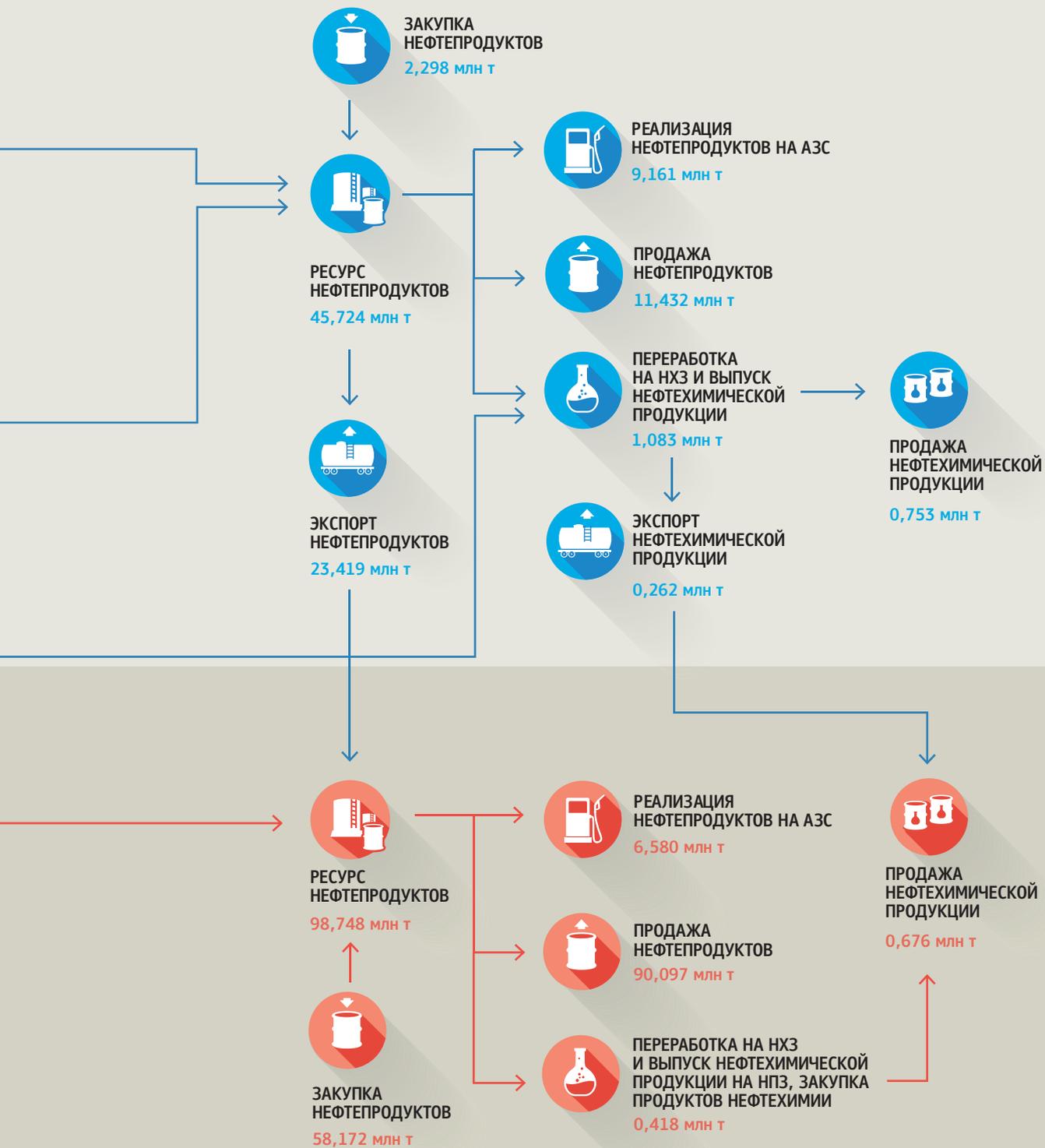


## → ЗАРУБЕЖЬЕ



<sup>1</sup> Без учета потерь на НПЗ и при транспортировке, собственного потребления и выпуска продукции нефтехимии и газопереработки на НПЗ.

<sup>2</sup> Товарный газ с учетом попутного газа, переработанного на собственных ГПЗ в жидкие продукты переработки.





## Реализация газа

В 2013 году объем реализации природного, попутного нефтяного и отбензиненного сухого газа группой «ЛУКОЙЛ» составил 20,4 млрд м<sup>3</sup>, что на 2,3% выше уровня 2012 года. В том числе Группа реализовала 9,7 млрд м<sup>3</sup> газа в адрес ОАО «Газпром» и его аффилированных лиц (включая около 8,3 млрд м<sup>3</sup> природного газа с Находкинского месторождения Компании) и 4,9 млрд м<sup>3</sup> 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 2012 годом на 16% и составила около 1 937 руб./тыс. м<sup>3</sup> (1 818 руб./тыс. м<sup>3</sup> в адрес ОАО «Газпром» и 2 217 руб./тыс. м<sup>3</sup> в адрес конечных потребителей).

Были внесены 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

В 2013 году объем реализации товарного попутного нефтяного газа группой «ЛУКОЙЛ», включая поставки на собственные ГПЗ, составил 6,6 млрд м<sup>3</sup>, что на 3,5% выше уровня 2012 года.

Структура реализации газа Компанией в России, включая поставки на ГПЗ Группы, млн м<sup>3</sup>



### ВВОД НОВОГО ГАЗОПРОВОДА УВЕЛИЧИТ УРОВЕНЬ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ В ПЕРМСКОМ КРАЕ

В мае 2013 года состоялся запуск нового газопровода в Пермском крае. Газопровод мощностью 240 млн м<sup>3</sup> позволит утилизировать весь попутный нефтяной газ с Уньвинского, Озерного и Гагаринского месторождений и поставлять его на Яйвинскую ГРЭС, входящую в энергетический концерн «Э.ОН Россия». Таким образом ЛУКОЙЛ планирует существенно увеличить уровень утилизации ПНГ в Пермском крае. В перспективе существует возможность наращивания мощности газопровода

Существенное позитивное влияние газопровода на экологию должно принести более чем двукратное сокращение использования вредного для экологии угля на Яйвинской ГРЭС с замещением его на экологичный газ

Цена реализации газа ОАО «ЛУКОЙЛ», руб./тыс. м<sup>3</sup>





# Газовый баланс

## РОССИЯ

### → Природный газ



### → Попутный газ



## ЗАРУБЕЖЬЕ

### → Природный газ



### → Попутный газ





## Сбыт нефтепродуктов

### ИТОГИ 2013 ГОДА

Рост эффективности сбытовой сети:

- Среднесуточная реализация на АЗС выросла до 12,8 в России и до 9,2 т/сут по Группе в целом за счет ввода высокоэффективных и реконструкции действующих АЗС, а также реализации программ лояльности клиентов (ЛИКАРД)
- Оптимизация затрат за счет вывода убыточных и низкоэффективных АЗС, вывода на аутсорсинг вспомогательных видов работ, а также развития сети автоматических АЗС (реализовано 37 проектов автоматических АЗС)
- Рост продаж нетопливных товаров составил 6%
- Расширение рынков сбыта – расширение сбытовой сети в перспективных регионах

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Диверсификация рынков сбыта, интеграция в перспективные регионы. Сбыт нефти, добываемой на месторождении Западная Курна-2
- Дальнейшее повышение операционной эффективности деятельности сбытовой сети путем совершенствования системы управления затратами, реализации клиентоориентированной политики
- Увеличение продаж непрофильных товаров

### Транспортировка нефтепродуктов

В структуре экспорта нефтепродуктов Компании по видам транспорта большая доля приходится на железнодорожные перевозки – около 70%. В частности, перевозки нефтепродуктов железнодорожным транспортом осуществлялись до терминала в Высоцке. В 2013 году через терминал было отгружено 11,0 млн т нефтепродуктов, в том числе 0,03 млн т вакуумного газойля, 2,5 млн т дизельного топлива, 6,7 млн т мазута.

Экспорт нефтепродуктов также осуществляется водным и трубопроводным транспортом, на долю которых приходилось 16 и 14% экспорта Компании соответственно.

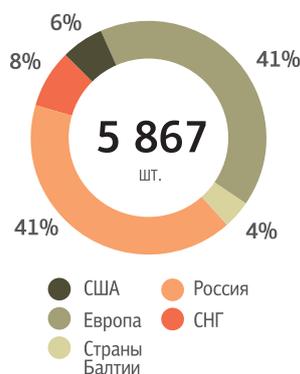
Поставки трубопроводным транспортом являются более приоритетными и экономически выгодными, в связи с чем Компания использует любую возможность по их увеличению. Так, в 2013 году доля транспортировки по системе ОАО «АК «Транснефть» возросла до 14% по сравнению с 10% в 2012 году вследствие реверсирования трубопровода «Андреевка-Черкассы», что обеспечило возможность сдачи в систему дизельного топлива с Пермского НПЗ.

### Международная торговля

Компания активно развивает сегмент международной торговли нефтепродуктами, увеличивая ее масштабы и географическую диверсификацию.

### ЛУКОЙЛ ведет торговые операции в 95 странах мира

Сбытовая сеть группы «ЛУКОЙЛ» на 31.12.2013 (количество АЗС)



### ОПТОВАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИЕЙ

В 2013 году на внутреннем рынке оптовым покупателям было реализовано 11,4 млн т нефтепродуктов, что на 1,8% меньше по сравнению с 2012 годом.

Экспорт нефтепродуктов в 2013 году вырос на 3,9%, до 23,4 млн т. Структура экспорта в отчетном году осталась без изменений. В основном Компания экспортировала из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили около 88,9% от всего объема экспортируемых нефтепродуктов. Структура экспорта Компании в целом соответствует общероссийской структуре.



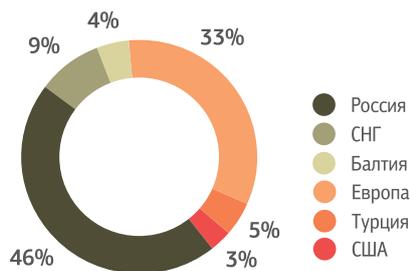
Северо-Западная Европа, а также страны черноморского бассейна и средиземноморский регион традиционно являются ключевыми рынками международной торговли Компании. Расширяется присутствие и в нефтедобывающих регионах Западной, Субэкваториальной и Южной Африки, реализуются проекты в Центральной Америке. Одной из основных задач на ближайшее будущее является сбыт нефти, добываемой на месторождении Западная Курна-2. Компания выстраивает долгосрочные отношения с крупнейшими нефтеперерабатывающими заводами Юго-Восточной Азии, США и других стран с целью наиболее эффективного размещения этого сырья.

Справочник аналитика, стр. 63  
 Основные факты, стр. 86

Структура экспорта нефтепродуктов, %



Структура реализации собственных нефтепродуктов Компанией (опт и розница)



БУНКЕРОВКА

ОКОЛО

**27%**

ДОЛЯ ГРУППЫ В ОБЩИХ ОБЪЕМАХ ПОСТАВКИ БУНКЕРОВОЧНОГО ТОПЛИВА НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК

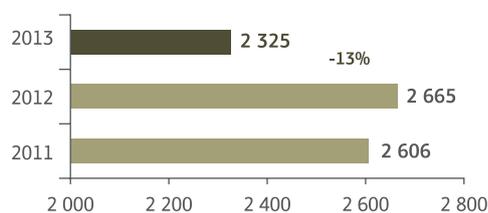
На сегодняшний день Компания является одним из крупнейших поставщиков бункеровочных нефтепродуктов в морских и речных портах России.

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. 87

Объем бункеровки, тыс. т



АВИАБУНКЕРОВКА

ОКОЛО

**27%**

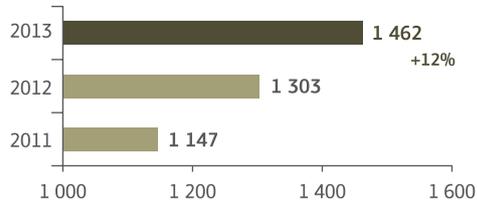
ДОЛЯ ГРУППЫ В ОБЩИХ ОБЪЕМАХ ПОСТАВКИ АВИАЦИОННОГО ТОПЛИВА НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК

ЛУКОЙЛ осуществляет поставки как произведенного, так и приобретенного 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 2013 году значительно вырос и составил 1,5 млн т. Основными потребителями авиакеросина, продаваемого Компанией, на протяжении многих лет являются крупнейшие авиакомпании и предприятия гражданской авиации России. Так,

в 2013 году ЛУКОЙЛ стал снабжать 17 аэродромов ВВС Министерства обороны России авиатопливом и прочими горюче-смазочными материалами.



**Объем реализации нефтепродуктов «в крыло», тыс. т**



В целях выполнения рекомендаций Федеральной антимонопольной службы РФ ЛУКОЙЛ ежемесячно проводит биржевую торговлю авиакеросином. За 2013 год на биржевых площадках реализовано 379 тыс. т авиакеросина (более 15% производства ОАО «ЛУКОЙЛ»).

➔ Основные факты, стр. 88



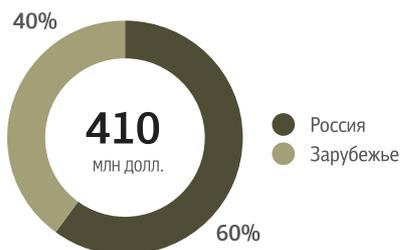
**РОЗНИЧНАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ**

Обладая хорошо диверсифицированной сбытовой сетью (более 5 867 АЗС и 166 нефтебаз в 27 странах мира), ЛУКОЙЛ реализует собственные нефтепродукты на розничном рынке. Так, в 2013 году Компания увеличила суммарные продажи нефтепродуктов на 2,1%. Бóльшая доля прироста пришлась на российский рынок (+3,4% по сравнению с показателем 2012 года) за счет роста спроса на высококачественное топливо.

В 2013 году было продолжено исполнение программы по развитию сбытовой сети и реализации сжиженных и сжатых газов. Общий объем реализации этой продукции группой «ЛУКОЙЛ» составил 846 тыс. т.

➔ Справочник аналитика, стр. 63  
➔ Основные факты, стр. 90

**Капитальные затраты в сбытовую сеть Компании, млн долл.**



**АЗС ОАО «ЛУКОЙЛ» ПРОШЛИ ПРОВЕРКУ ВСЕРОССИЙСКОГО ОБЩЕСТВА ОХРАНЫ ПРИРОДЫ**

ЛУКОЙЛ стал первой российской нефтяной компанией, прошедшей проверку качества автомобильного топлива на соответствие требованиям действующего государственного Технического регламента

Согласно результатам исследований специализированной лаборатории все взятые образцы топлива полностью соответствовали требованиям стандарта Евро-5. Это значительно выше требований Технического регламента, в соответствии с которым с 1 января 2013 года в РФ разрешено производство и оборот автомобильного топлива только стандарта Евро-3



**Оптимизация сбытовой сети**

В 2013 году Компания продолжила мероприятия по оптимизации сбытовой сети с целью снижения затрат и повышения эффективности. В Европе и странах СНГ были оптимизированы 156 АЗС и 2 нефтебазы: 75 АЗС передано в управление, 71 АЗС продана, 10 АЗС ликвидировано и 2 нефтебазы проданы. В России были оптимизированы 47 АЗС и 12 нефтебаз: 28 АЗС продано и 19 передано в аренду, продано 11 нефтебаз и 1 передана в аренду.

Компания и в перспективе планирует вести активные работы по оптимизации АЗС с реализацией менее 3 т/сут.



### Безналичный расчет

По итогам 2013 года оборудованием для приема топливных карт «ЛУКОЙЛ» на территории РФ оснащены 2 417 АЗС, из них 2 029 АЗС «ЛУКОЙЛ». Количество находящихся в обращении карт на территории РФ превышает 3,8 млн штук (активные с начала года). Рост общего числа находящихся в обращении активных карт по сравнению с 2012 годом составил 121%.

Всего через систему «ЛИКАРД» по итогам 2013 года реализовано около 5,7 млн т нефтепродуктов на сумму свыше 6,9 млрд долл., в том числе на территории России по всем типам карт около 5,1 млн т нефтепродуктов на сумму свыше 6,0 млрд долл.

### Поощрение клиентов

С середины 2010 года Компания реализует «Программу поощрения клиентов «ЛУКОЙЛ». Общее число активных участников Программы по итогам 2013 года на территории России составило свыше 3 млн. По итогам 2013 года было привлечено к программе более 800 тыс. клиентов. Общая реализация по картам Программы по итогам 2013 года составила 2,5 млн т нефтепродуктов на общую сумму свыше 2,8 млрд долл. На постоянной основе реализованы рекрутинговые и стимулирующие акции. В рамках Программы начато внедрение совместных проектов с ООО «Росгосстрах» и ко-бренд проект с ОАО Банк «УРАЛСИБ».

### Продажа нетопливных товаров

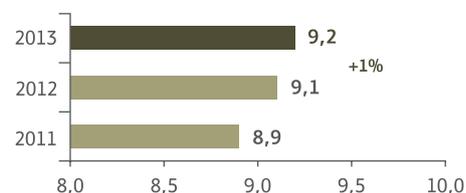
В 2013 году в рамках Отраслевой стратегии бизнес-сегмента «Переработка, торговля и сбыт» была продолжена реализация программы развития розничных продаж нетопливных товаров и услуг российских организаций нефтепродуктообеспечения группы «ЛУКОЙЛ». Торговая прибыль от реализации нетопливных товаров и услуг в России составила 59 млн долл. Товарооборот от реализации нетопливных товаров и услуг на АЗС Компании в Европе и СНГ в 2013 году составил 482 млн долл., что на 6% выше, чем в 2012 году. Компания планирует увеличивать сопутствующую выручку посредством оптимизации ассортимента товаров, совершенствования системы быстрого питания на АЗС, активной маркетинговой деятельности, за счет расширения спектра дополнительных услуг, сотрудничества с крупными поставщиками, использования лучших торговых практик, повышения качества обслуживания клиентов.

### Топлива «ЭКТО»

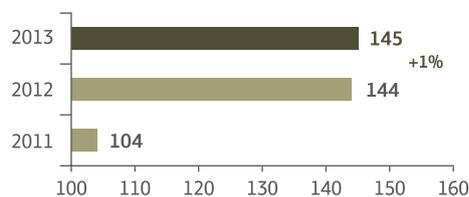
В 2013 году наблюдался устойчивый рост продаж моторных топлив под брендом ЭКТО. География проекта расширяется. Количество АЗС в регионах деятельности Компании, реализующих продукцию под брендом ЭКТО, в 2013 году составило по бензинам 1 248 АЗС, по дизельному топливу – 1 457 АЗС, т.е. более половины действующих АЗС «ЛУКОЙЛ» в России реализуют топливо ЭКТО. Объем продаж в России в 2013 году составил 3,7 млн т, что на 19% выше показателя 2012 года. При этом доля топлив ЭКТО в общем объеме розничных продаж моторных топлив в России составила 41% (в 2012 году – 35%), доля дизельного топлива – 71%, доля автобензина – 25%.

В отчетном году продолжилась реализация мероприятий по продвижению брендированных топлив ЭКТО за рубежом. Объем реализации топлив ЭКТО через розничную сеть в 2013 году составил 1,1 млн т.

### Средняя реализация нефтепродуктов на одну АЗС Группы, т/сут



### Ввод АЗС в эксплуатацию, шт.





# КОРПОРАТИВНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ



ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 70



ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ  
И ОХРАНА ТРУДА 72



ПЕРСОНАЛ 74



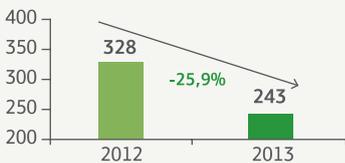
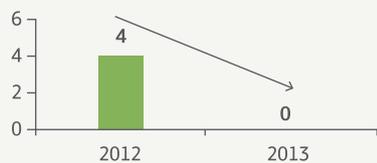
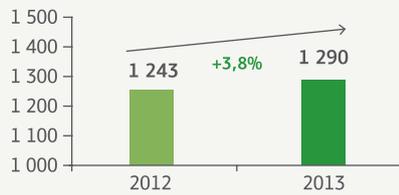
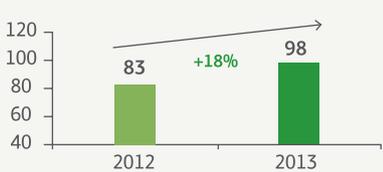
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ОБЩЕСТВОМ 77



ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ  
С ЗАИНТЕРЕСОВАННЫМИ  
СТОРОНАМИ 82



# КОРПОРАТИВНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ЦЕЛЬ		ИТОГИ 2013 ГОДА	ПРИОРИТЕТЫ НА 2014 ГОД
<p><b>Минимизация воздействия на окружающую среду</b></p> 	<p><b>Утилизация ПНГ, %</b></p>  <p><b>Площадь загрязненных земель, га</b></p>  <p><b>Коэффициент соотношения утилизации отходов и их образования</b></p> 	<p>В 2013 году Компания продолжила инвестировать в природоохранные мероприятия, благодаря чему в 2013 году утилизация ПНГ выросла до 88,0%, утилизация прошлых ущербов достигла 237,3 тыс. т, площадь загрязненных земель сократилась на 25,9%, а коэффициент соотношения утилизации к образованиям отходов устойчиво выше 1</p> <p><a href="#">→ Утилизация ПНГ, стр. 72</a></p>	<p>Дальнейшая модернизация производственных объектов, реконструкция и строительство установок очистки газа, реконструкция ГПЗ, реализация проектов по рациональному использованию ПНГ в новых активах Компании, ремонт трубопроводов</p>
<p><b>Промышленная безопасность на всех объектах Компании</b></p> 	<p><b>Количество несчастных случаев со смертельным исходом</b></p> 	<p>Соблюдение высоких стандартов охраны труда и промышленной безопасности способствовали снижению количества несчастных случаев на предприятиях Группы. Кроме того, проводились учения и планомерно-предупредительные мероприятия, которые помогли снизить показатели производственного травматизма</p> <p><a href="#">→ Промышленная безопасность и охрана труда, стр. 72</a></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Улучшение условий труда работников</li> <li>• Проведение учений и тренировок</li> <li>• Осуществление планомерно-предупредительных мероприятий</li> </ul>
<p><b>Персонал</b></p> 	<p><b>Выручка на одного работника, тыс. долл./чел.</b></p> 	<p>Интеграция вертикали процессного управления и оптимизация численности персонала способствовали росту показателей эффективности: выручка на одного работника выросла на 3,8%, до 1 290 тыс. долл.</p> <p>Кроме того, в 2013 году была разработана единая методология оценки и развития, направленная на максимальную реализацию потенциала работников</p> <p><a href="#">→ Персонал, стр. 74</a></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Оптимизация системы управления на основе унификации функций и стандартизации организационных структур</li> <li>• Обеспечение приоритетных проектов Компании персоналом необходимой квалификации</li> <li>• Совершенствование системы вознаграждения</li> <li>• Создание единой системы планирования потребности в персонале</li> <li>• Совершенствование системы подготовки персонала</li> </ul>
<p><b>Ответственность в регионах деятельности</b></p> 	<p><b>Инвестиции в спонсорскую и благотворительную деятельность, млн долл.</b></p> 	<p>Компания ведет активную деятельность по поддержке социально значимых проектов в регионах деятельности, ежегодно увеличивая инвестиции в спонсорскую и благотворительную деятельность. В 2013 году социальные инвестиции составили 98 млн долл., что на 18% выше показателя предыдущего года</p> <p><a href="#">→ Взаимодействие с обществом, стр. 77</a></p>	<p>Социально-экономическое развитие регионов и обеспечение благоприятных условий проживания для местного населения</p>



## Охрана окружающей среды

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Разработана новая программа экологической безопасности на 2014–2018 годы
- Рост утилизации ПНГ до 88,0% по Группе в целом
- Снижение сброса загрязненных сточных вод
- Сокращение площади загрязненных земель
- Сокращение числа отказов трубопроводов на 3%

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Увеличение утилизации ПНГ
- Сокращение воздействия на окружающую среду
- Сокращение потребления водных ресурсов
- Обеспечение соотношения утилизации отходов производства и их образования – не менее 1

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

↑ **1,3** МЛРД  
ДОЛЛ.

НА ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ  
БЕЗОПАСНОСТЬ



Справочник аналитика, стр. 65

### ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА 2014–2018 ГОДЫ

В 2013 году была разработана новая программа экологической безопасности на 2014–2018 годы. Разработанная Программа является пятой, что обуславливает преемственность действий Компании по разработке и реализации стратегических пятилетних программ по обеспечению требований охраны окружающей среды.

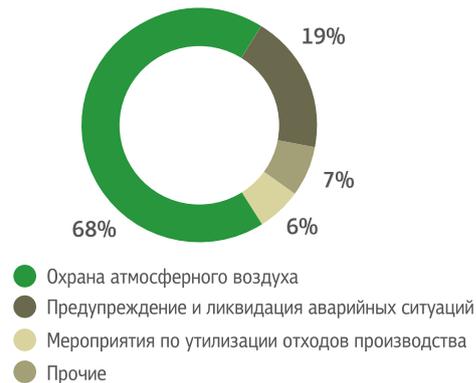
ПРОГРАММА НА 2014–2018 ГОДЫ  
ВКЛЮЧАЕТ БОЛЕЕ

**600** МЕРОПРИЯТИЙ

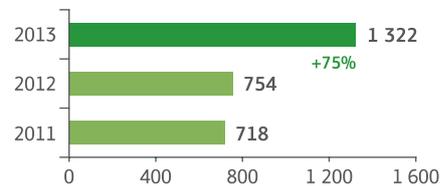
ОБЩЕЙ СТОИМОСТЬЮ БОЛЕЕ

**4** МЛРД  
ДОЛЛ.

Структура затрат на охрану  
окружающей среды в 2013 году



Затраты на охрану окружающей  
среды, млн долл.





Область	Основные мероприятия в 2013 году												
<b>Рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов</b> <b>Сброс загрязненных сточных вод, млн м<sup>3</sup></b> <table border="1"><tr><th>Год</th><th>Сброс (млн м<sup>3</sup>)</th></tr><tr><td>2013</td><td>2,20</td></tr><tr><td>2012</td><td>2,23</td></tr><tr><td>2011</td><td>2,20</td></tr></table>	Год	Сброс (млн м <sup>3</sup> )	2013	2,20	2012	2,23	2011	2,20	<ul style="list-style-type: none"><li>• Строительство систем предварительного сброса и утилизации пластовой воды</li><li>• Ревизия переходов трубопроводов через водные объекты</li><li>• Очистка загрязненных грунтовых вод из дренажных систем</li><li>• Модернизация действующих и строительство новых очистных сооружений</li></ul>				
Год	Сброс (млн м <sup>3</sup> )												
2013	2,20												
2012	2,23												
2011	2,20												
<b>Минимизация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу</b> <b>Выбросы в атмосферу, тыс. т</b> <table border="1"><tr><th>Год</th><th>Выбросы (тыс. т)</th></tr><tr><td>2013</td><td>729 (+0,4%)</td></tr><tr><td>2012</td><td>726</td></tr><tr><td>2011</td><td>842</td></tr></table> <p>Небольшое увеличение выбросов в атмосферу обусловлено вводом новых месторождений с высоким газовым фактором в Коми. Ввод объектов использования ПНГ данных месторождений запланирован на 2014–2015 годы, что позволит сократить выбросы в атмосферу</p>	Год	Выбросы (тыс. т)	2013	729 (+0,4%)	2012	726	2011	842	<ul style="list-style-type: none"><li>• Модернизация и строительство объектов, повышающих уровень использования нефтяного газа</li><li>• Модернизация и строительство новых ПГУ на объектах электроэнергетики с повышенным КПД</li><li>• Замена оборудования, направленная на сокращение выбросов загрязняющих веществ, – замена сальниковых уплотнителей на торцевые, модернизация и замена технологических печей, замена насосного оборудования</li><li>• Оптимизация применяемых технологий: своевременная регулировка режимов горения печей, котлов</li></ul>				
Год	Выбросы (тыс. т)												
2013	729 (+0,4%)												
2012	726												
2011	842												
<b>Утилизация накопленных отходов</b> <b>Утилизация и захоронение отходов производства</b> <table border="1"><tr><th>Год</th><th>Утилизация (тыс. т)</th><th>Наличие опасных отходов (тыс. т)</th></tr><tr><td>2011</td><td>774</td><td>1552</td></tr><tr><td>2012</td><td>870</td><td>1021</td></tr><tr><td>2013</td><td>865</td><td>1315</td></tr></table> <p>● Наличие опасных отходов на конец периода ○ Утилизация и захоронение отходов производства</p>	Год	Утилизация (тыс. т)	Наличие опасных отходов (тыс. т)	2011	774	1552	2012	870	1021	2013	865	1315	<ul style="list-style-type: none"><li>• Увеличение объема работ по обезвреживанию отходов подрядными организациями</li><li>• Строительство комплекса по переработке нефтесодержащих отходов</li><li>• Строительство полигонов утилизации промышленных отходов</li></ul>
Год	Утилизация (тыс. т)	Наличие опасных отходов (тыс. т)											
2011	774	1552											
2012	870	1021											
2013	865	1315											
<b>Предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов</b> <b>Площадь загрязненных земель, га</b> <table border="1"><tr><th>Год</th><th>Площадь (га)</th></tr><tr><td>2013</td><td>243 (-25,9%)</td></tr><tr><td>2012</td><td>328</td></tr><tr><td>2011</td><td>395</td></tr></table>	Год	Площадь (га)	2013	243 (-25,9%)	2012	328	2011	395	<ul style="list-style-type: none"><li>• Сокращение площади загрязнений на 26%, до 243 га</li><li>• Рекультивация нарушенных и загрязненных нефтью земель</li><li>• Планомерная работа по снижению риска отказов трубопроводов: число отказов сокращено на 3%<ul style="list-style-type: none"><li>• Доля ежегодно заменяемых трубопроводов в 2013 году достигла 2,5% от их общей протяженности</li><li>• Диагностика и капитальный ремонт трубопроводного транспорта, а также осуществление его ингибиторной защиты</li></ul></li></ul>				
Год	Площадь (га)												
2013	243 (-25,9%)												
2012	328												
2011	395												
<b>Сохранение биоразнообразия</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Финансирование компенсационных работ по воспроизводству рыбных ресурсов</li><li>• Проведение целевого мониторинга компонентов окружающей среды</li></ul>												



### УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ

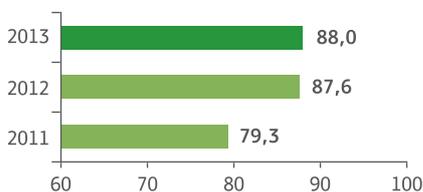
**Итоги 2013 года:** в рамках выполнения программы по рациональному использованию нефтяного (попутного) газа, Компания ежегодно повышает уровень утилизации ПНГ, который в 2013 году достиг 88,0%, что значительно выше среднероссийского показателя 78,9%. Стоит отметить, что на месторождениях в Западной Сибири, нижнем Поволжье, на Северном Каспии и на Балтике уровень утилизации ПНГ превышает 95%. Сдерживающим фактором для увеличения показателя утилизации стало приобретение новых активов с низким уровнем утилизации.

В рамках развития малой энергетики Компания ведет строительство газовых электростанций на месторождениях, что позволяет сокращать сжигание газа на факелах, снижать расходы на электроэнергию и, следовательно, сокращать расходы на добычу нефти.

**Планы на 2014 год:** для достижения в 2016 году 95%-го уровня использования ПНГ программой на 2014–2016 годы по рациональному использованию ПНГ запланированы затраты в объеме около 1,5 млрд долл. В 2014 году планируется:

- строительство системы внешнего транспорта газа месторождений Северного Каспия
- строительство установки очистки газа от сероводорода на Восточно-Ламбейшорском и Баяндыском месторождениях ДЛУ
- реконструкция Усинского ГПЗ
- строительство линейной части проекта газовой безопасности Кокуйского месторождения
- реализация проектов по рациональному использованию ПНГ в ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»

Утилизация ПНГ по Группе, %



## Промышленная безопасность и охрана труда

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

В 2013 году в целом по группе «ЛУКОЙЛ» удалось добиться улучшения основных показателей производственного травматизма. Было сокращено количество случаев потери рабочего времени, несчастных случаев и пострадавших.

#### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Снижение показателей производственного травматизма

#### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Улучшение условий труда работников
- Проведение учений и тренировок
- Осуществление планово-предупредительных мероприятий



### УЧЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

В 2013 году ЛУКОЙЛ провел учения по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на экспортном морском терминале «РПК-Высоцк» в Финском заливе

В ходе учений были отработаны действия по тушению пожара на причале по отгрузке нефтепродуктов, выводу танкера на рейд, локализации и сбору нефтепродуктов с поверхности воды, а также мероприятия по спасению пострадавших на берегу и на море

В учениях были задействованы 47 единиц пожарной и аварийно-спасательной техники, вертолет К-52, 137 служащих Выборгского гарнизона пожарной охраны, а также передвижной пункт МЧС России по Ленинградской области, спасательная служба Выборга и соответствующие подразделения терминала в Высоцке

В режиме реального времени по видео-конференц-связи учения контролировал министр МЧС России Владимир Пучков

Следует также отметить отсутствие случаев смертельного травматизма в 2013 году по сравнению с 4 случаями годом ранее.

В 2013 году была продолжена работа по улучшению условий труда на рабочих местах организаций группы «ЛУКОЙЛ». В результате удалось добиться улучшения условий труда почти 6,5 тыс. работников, занятых на 4,5 тыс. рабочих мест.

В отчетном году было проведено 83 командно-штабных учения и тренировки, 61 комплексное учение, 100 тактико-специальных учений, из них 57 учений по ликвидации возможных разливов нефти и нефтепродуктов.

Осуществление комплекса плано-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.

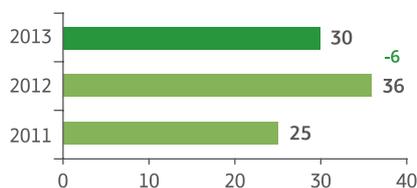


[Справочник аналитика, стр. 65](#)

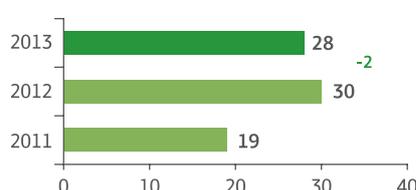
### Структура расходов по программе промышленной безопасности в 2013 году

Мероприятия	%
НТР	0,1
Подготовка и повышение квалификации работников	2,0
Приведение рабочих мест в соответствие с нормативными требованиями	3,4
Средства индивидуальной защиты и обеспечение санитарно-бытовых и лечебно-профилактических условий	10,4
Организация охраны здоровья работников в соответствии с государственными и корпоративными стандартами	4,4
Совершенствование управления промышленной и пожарной безопасностью и охраной труда Нормативно-правовое и организационное обеспечение	6,6
Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций	29,6
Приведение объектов в соответствие с нормативными требованиями по промышленной, пожарной безопасности и охране труда «ЛУКОЙЛ»	43,5

Общее количество пострадавших, чел.



Количество несчастных случаев, шт.





## Персонал

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- Интеграция вертикали процессного управления персоналом
- Обеспечение приоритетных проектов Компании персоналом необходимой квалификации
- Разработка единой методологии оценки и развития персонала
- Продолжение работы с Международной организацией труда (МОТ) по вопросам содействия занятости молодежи

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Оптимизация системы управления на основе унификации функций и стандартизации организационных структур
- Обеспечение приоритетных проектов Компании персоналом необходимой квалификации
- Совершенствование системы вознаграждения
- Создание единой системы планирования потребности в персонале
- Совершенствование системы подготовки персонала

### КЛЮЧЕВЫЕ ПРИНЦИПЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ

- Системность – создание единой системы управления персоналом, основанной на функциональной вертикали управления
- Целенаправленность - ориентация на выполнение бизнес-задач
- Ответственность руководителей всех уровней за работу с персоналом
- Эффективность – достижение результата при оптимальных затратах
- Привлечение на работу в Компанию «лучших из лучших»
- Приоритет внутренних кандидатов перед внешними
- Конкурентоспособность системы вознаграждения
- Учет лучших мировых практик в области управления персоналом
- Объективность оценки при приеме, назначении и формировании проектных команд
- Преемственность – работа с резервом кадров и омоложение коллективов

### Соответствие лучшим мировым стандартам

ЛУКОЙЛ стремится к тому, чтобы система управления персоналом соответствовала лучшим мировым стандартам.

В 2012 году Компания провела оптимизацию организационных структур, исключив неэффективные звенья и дублирование функций управления, и централизацию бухгалтерских служб. Численность работников по сравнению с 2012 годом снизилась на 2%, повысились производительность труда и удельные показатели эффективности: выручка на одного работника в 2013 году выросла на 4%.

### Распределение работников по бизнес-сегментам в 2013 году



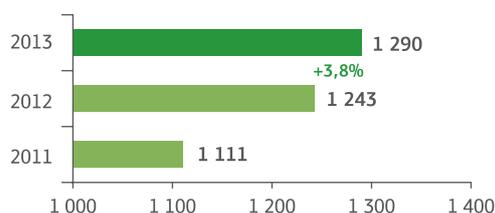
ОКОЛО

↓ **110** ТЫС. ЧЕЛ.

### СРЕДНЕСПИСОЧНАЯ ЧИСЛЕННОСТЬ

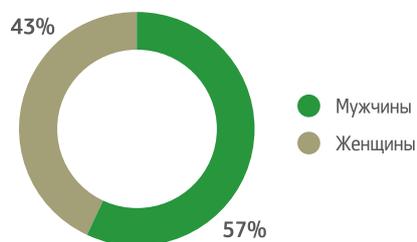
Социальная политика Группы направлена на повышение эффективности работы, полную реализацию потенциала и социальную защищенность работников. Мы внимательно относимся к интересам и потребностям наших работников и стараемся, чтобы каждый был лично заинтересован в достижении Компанией наилучших результатов.

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

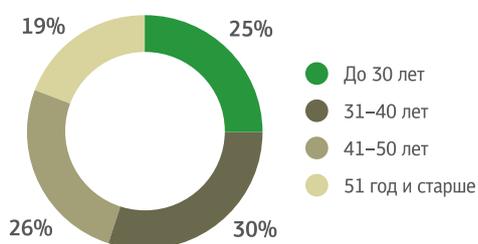




Распределение работников по гендерному признаку в 2013 году



Распределение работников по возрастным категориям в 2013 году



### 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 2013 году Компания приняла участие в 11 заседаниях Комиссии по 86 вопросам.

### СИСТЕМА МОТИВАЦИИ

Система мотивации персонала – одна из базовых составляющих системы управления организацией, которая способствует более эффективной работе сотрудников и достижению стратегических целей Компании. Система мотивации персонала Компании носит комплексный характер и включает в себя материальную и нематериальную составляющие.



### Материальная составляющая

Прямое материальное вознаграждение состоит из фиксированной и переменной частей.

→ Фиксированной части вознаграждения, основу которой составляет базовая заработная плата, уделяется особое внимание в Компании. Для поддержания на конкурентоспособном уровне базовой заработной платы Компания регулярно проводит мониторинг заработных плат на соответствующих сегментах рынка труда. Заработные платы пересматриваются ежегодно с учетом инфляции и индивидуальной результативности.

Несмотря на сокращение среднесписочной численности на 2%, фонд заработной платы вырос на 10% по сравнению с 2012 годом. Индексация заработной платы по российским обществам Группы в среднем в 2013 году составила 6%.

→ Переменная часть вознаграждения состоит из краткосрочного и долгосрочного поощрения. Компания стремится к тому, чтобы переменная часть вознаграждения была согласована со стратегией бизнеса и, тем самым, более тесно зависела от финансовых результатов Компании.



*Краткосрочное поощрение* – это премия по итогам работы за год. Выплата годовой премии производится по результатам выполнения установленных показателей эффективности деятельности организации, подразделения, самого работника. Компания стремится к достижению оптимального сочетания показателей эффективности, стремясь найти баланс между показателями эффективности в краткосрочном и долгосрочном периоде, оценкой результатов отдельных сотрудников и Компании в целом, показателями финансовой и операционной деятельности.

В Компании принята новая программа *долгосрочного стимулирования*, направленная на создание стимулов, способствующих росту прибыли, повышению капитализации и инвестиционной привлекательности Компании, привлечению и удержанию высококвалифицированных работников.

**Непрямое материальное вознаграждение** – это программы социальной защиты и дополнительные льготы.

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

Поэтому Компания реализует широкий комплекс программ и мероприятий, составляющий социальный пакет. Среди них:

- создание условий отдыха и оздоровления работников и членов их семей, организация спортивно-оздоровительных мероприятий
  - охрана здоровья и медицинское обслуживание работников Компании, включая добровольное медицинское страхование
  - оказание помощи работникам в приобретении собственного жилья
  - социальная поддержка женщин и семей с детьми
  - социальная поддержка молодых специалистов
  - негосударственное пенсионное обеспечение работников, с 2004 года действующее на принципах долевого участия работника и работодателя в формировании негосударственных пенсий.
- По состоянию на конец 2013 года в рамках долевой корпоративной пенсионной системы в накоплении индивидуальных пенсий активно участвовало более 38 тыс. работников российских организаций Группы, их взносы за год составили более 12,7 млн долл.

Суммарные взносы Компании по программам негосударственного пенсионного обеспечения в России и за рубежом в отчетном периоде составили более 32 млн долл.

БОЛЕЕ

↑ **400** МЛН  
ДОЛЛ.

НАПРАВЛЕНО НА РЕАЛИЗАЦИЮ СОЦИАЛЬНЫХ ПРОГРАММ ДЛЯ РАБОТНИКОВ И СОДЕРЖАНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

#### Нематериальная составляющая

Помимо материального поощрения работники Компании, достигшие выдающихся результатов в работе, поощряются морально.

В 2013 году во всех организациях Группы проведены торжественные мероприятия по вручению работникам и трудовым коллективам государственных наград, ведомственных знаков отличия и наград Компании.

В 2013 году государственными наградами награждено 18 работников, ведомственными знаками отличия в труде награждены 492 работника, наградами Компании – 1 573 работника и 22 трудовых коллектива организаций группы «ЛУКОЙЛ». Кроме того, 2 работника и одна организация стали лауреатами Всероссийских конкурсов, 382 работника получили награды местных органов власти.

В 2013 году в конкурсе «Лучшие работники и организации группы «ЛУКОЙЛ» по результатам деятельности в 2012 году признаны победителями и награждены свидетельствами 45 работников и 6 организаций группы «ЛУКОЙЛ». Кроме того, проведен конкурс профессионального мастерства рабочих на звание «Лучший по профессии».

#### 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 специальностью, в воспитании в них приверженности к корпоративной культуре и корпоративным ценностям.



В 2013 году был проведен VIII Конкурс на присвоение звания «Лучший молодой специалист года». Оно было присвоено 55 кандидатам 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 2013 году состоялась X конференция молодых ученых и специалистов организаций группы «ЛУКОЙЛ» в г. Ухта на базе Ухтинского государственного технического университета. Ежегодно более 150 молодых специалистов организаций Группы принимают участие в Конкурсе научно-технических разработок среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса «ТЭК». Кроме того, ежегодно практически все молодые специалисты Компании принимают участие в различных корпоративных и отраслевых научно-технических конкурсах и конференциях.

В рамках работы с молодежью традиционно были организованы практики студентов ведущих российских вузов (в 2013 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 мы уделяем особое внимание квалификации работников. В Группе функционирует система непрерывной подготовки кадров, направленная на приобретение работниками необходимых знаний и профессиональных навыков. ЛУКОЙЛ использует весь спектр современных средств обучения – бизнес-практикумы, выездные семинары, специальные программы обучения, зарубежные стажировки, тренинги, курсы повышения квалификации, дни профессиональной подготовки, дистанционное обучение, обучение программам MBA. В 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.

В 2013 году был сформирован резерв кадров на руководящие должности ОАО «ЛУКОЙЛ» и иных организаций группы «ЛУКОЙЛ» (корпоративный управленческий резерв кадров) и резерв кадров ОАО «ЛУКОЙЛ».



## Взаимодействие с обществом

БОЛЕЕ

↑ **98** МЛН  
ДОЛЛ.

ПОТРАЧЕНО НА СПОНСОРСКУЮ,  
БЛАГОТВОРИТЕЛЬНУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ  
И СОЦИАЛЬНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

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

### ИТОГИ 2013 ГОДА

Компания вела активную деятельность по поддержке социально значимых проектов в регионах деятельности, осуществляя спонсорскую и благотворительную деятельность, затраты на которую были увеличены на 18,5%

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

- Дальнейшая поддержка социально значимых объектов и проектов в регионах деятельности
- Социально-экономическое развитие регионов и обеспечение благоприятных условий проживания для местного населения



**ПРОГРАММЫ СОЦИАЛЬНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ**

**Система управления социальными инвестициями**



**Поддержка детских домов и детских образовательных учреждений**

Помощь детям Компания считает своим основным приоритетом. ЛУКОЙЛ стремится к сбалансированному подходу, оказывая поддержку как детям, которые в силу неблагоприятных семейных условий или здоровья оказались в худших условиях, чем их сверстники, так и детям из вполне благополучных семей, помогая им развивать природные способности и таланты. В 2013 году 36 выпускников детских домов получали именные стипендии Компании. ЛУКОЙЛ помогает выпускникам детских домов и интернатов 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**

ОКОЛО

**130** ТЫС. ДОЛЛ.

НАПРАВЛЕНО НА СТИПЕНДИИ

БОЛЕЕ

**240** 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 2013 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%).



#### СОТРУДНИЧЕСТВО С МГУ

В 2013 году ЛУКОЙЛ подписал соглашение о сотрудничестве между научно-исследовательским подразделением Компании и МГУ

Стороны намерены провести совместные научно-исследовательские работы в области акустических методов воздействия на пласты, томографии горных пород, изучения строения порового пространства и создания математической модели фильтрации. Кроме этого, сотрудники Компании примут участие в работе центра МГУ «Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов»

ЛУКОЙЛ намерен также учредить гранты для научно-педагогических сотрудников и научных коллективов МГУ, а также именные стипендии студентам Университета

#### 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 15 субъектов РФ. За 11 лет проведения конкурса

было подано более 11 000 заявок, реализовано более 2 500 социальных проектов. Бюджет конкурса 2013 года составил около 2,4 млн долл.

#### 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.

В 2013 году ЛУКОЙЛ стал партнером целого ряда выставок: в Государственной Третьяковской галерее – «Михаил Нестеров. К 150-летию со дня рождения», в Государственном историческом музее – «Романовы. Портрет династии», в Русском музее – «Александр Головин. К 150-летию», в музеях Московского Кремля – «Искусство сохранять искусство. Реставрация в музеях Московского Кремля», в Вятском областном художественном музее им. В.М. и А.М. Васнецовых – «М.В. Нестеров. К 150-летию».

В 2013 году Компания профинансировала также реставрацию объекта культурного наследия федерального значения «Дом (деревянный), XIX в.» в Кировской области.

##### 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 предоставляются 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



**В 2013 ГОДУ ПИЛОТ ИВАН МЮЛЛЕР, ВЫСТУПАЮЩИЙ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ КОМПАНИИ ЛУКОЙЛ, СТАЛ ЧЕМПИОНОМ МИРА ПО АВТОМОБИЛЬНЫМ КОЛЬЦЕВЫМ ГОНКАМ FIA WTCC**

Гоночная команда «ЛУКОЙЛ Рейсинг Тим» – лидер отечественного автоспорта. Своими успехами и победами она продолжает доказывать эффективность фирменных масел и топлив «ЛУКОЙЛ» на кольцевых и раллийных трассах престижных российских и международных гоночных серий. За 17 лет гонщики выиграли более 50 чемпионатов и Кубков России, одержали около 500 побед в российских и международных соревнованиях. Пилоты, поддерживаемые компанией ЛУКОЙЛ, выступают в сильнейших чемпионатах Европы и мира по автомобильным гонкам

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, организуя 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.

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.

Уже более 13 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 2013 году турнир, приуроченный к 15-летию спортивного клуба «ЛУКОЙЛ», впервые прошел в своем новом организационном формате. Соревнования состоялись на территории шести европейских государств, а кураторами чемпионата лучших футбольных школ Европы выступили титулованные футболисты.

#### Донорские акции

Развивая одну из форм корпоративного волонтерства, с 2010 года ЛУКОЙЛ проводит донорские акции. В 2013 году было собрано более 80 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

Музеи ОАО «ЛУКОЙЛ», являясь значимым звеном корпоративной культуры, универсальными центрами коммуникации, 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 2013 году проведено 19 передвижных выставок в Компании и за ее пределами. Среди них – «20 лет Благотворительному фонду «ЛУКОЙЛ», «20 лет МОПО ОАО «ЛУКОЙЛ», «20 лет ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ», «10 лет газете «Нефтяные ведомости», «Деятельность Компании в области электроэнергетики», «Молодежная политика Компании» и другие.

 [Отчет о деятельности в области устойчивого развития на территории РФ](#)



## ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ОБЩЕСТВОМ В ИРАКЕ

### → Трудоустройство местного населения

ЛУКОЙЛ активно привлекает местное население к работе по обустройству месторождения Западная Курна-2. На пике строительства производственных объектов на промысле общая занятость превышала 11 тыс. человек, из которых почти две трети – местный персонал, работающий как в иностранных, так и в иракских компаниях (к реализации проекта привлечено более десяти крупных иракских субподрядчиков)

### → Обучение и подготовка персонала из числа местного населения

В специально созданном учебном центре Компании ведется обучение, подготовка и переподготовка персонала из числа местного населения. Центр может одновременно принимать до 350 студентов. Все они – жители близлежащих населенных пунктов провинции

Басра. По завершении обучения все специалисты направляются на различные инфраструктурные объекты месторождения Западная Курна-2, где под руководством опытного инженерно-технического персонала принимают участие в запуске объектов проекта и последующей их эксплуатации

### → Спонсорская и благотворительная деятельность

ЛУКОЙЛ прилагает значительные усилия для улучшения положения местного населения. С самого начала работы проекта Западная Курна-2 решению социальных вопросов уделялось особое внимание, хотя это и не является обязательством Компании по контракту. Эта работа проводится в тесном сотрудничестве с органами местного самоуправления и лидерами племен, проживающих на контрактной территории. Обширная социальная программа, которую ЛУКОЙЛ вот уже несколько лет реализует в рамках проекта Западная Курна-2, направлена на развитие материально-технической базы образовательных, медицинских и спортивных учреждений



## Взаимодействие с заинтересованными сторонами

ЗАИНТЕРЕСОВАННАЯ СТОРОНА	ЗАДАЧИ	МЕРОПРИЯТИЯ
<b>Акционеры и инвесторы</b> 	<p>→ Обеспечение реализации законных прав акционеров и равного доступа к информации</p> <p>→ Совершенствование механизмов отношений с акционерами и инвесторами</p> <p>→ Повышение открытости и прозрачности деятельности Компании, подготовка и доведение до инвесторов всей информации, которая способна оказать существенное влияние на стоимость ценных бумаг Компании</p> <p>→ Содействие в формировании у инвестиционного сообщества правдивого образа Компании</p>	<p>Компания на ежегодной основе проводит дни инвестора и аналитика, организуются поездки в регионы для встреч с миноритарными акционерами. Кроме того, Компания организует поездки на производственные объекты и в приоритетные регионы. Менеджмент Компании участвует в конференциях и других мероприятиях, проводимых для институциональных инвесторов и аналитиков</p> <p>Ключевыми инструментами взаимодействия с акционерами и инвестиционным сообществом являются официальный сайт Компании и горячая линия Фондово-консультационного центра</p>
<b>Персонал и профсоюзы</b> 	<p>→ Уважение и обеспечение прав любого работника, их равноправия, исключение дискриминации</p> <p>→ Формирование условий для обмена передовым опытом и распространения этого опыта, новых знаний, новаторских идей, проектов и разработок</p> <p>→ Поддержание эффективной системы социальной защиты, охраны труда работников и их личной безопасности, обеспечение безопасных и комфортных условий труда</p>	<p>В Компании существуют различные механизмы взаимодействия с персоналом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Внутренний корпоративный портал</li> <li>• Телефон доверия</li> <li>• Информирование через корпоративные СМИ</li> </ul> <p>По необходимости организуется проведение встреч и семинаров с представителями профсоюзов</p>
<b>Местные сообщества</b> 	<p>→ Построение и поддержание устойчивых и конструктивных взаимоотношений с органами местного самоуправления</p> <p>→ Следование стандартам поведения, уважение традиций и обычаев народов, населяющих страны деятельности Компании</p> <p>→ Ключевыми принципами в организации взаимоотношения являются принципы ответственности, добросовестности, профессионализма, партнерства, взаимного доверия, уважения и нерушимости обязательств</p>	<p>Компания на постоянной основе проводит диалоги в регионах деятельности. Содержание встреч показывает, в какой мере деятельность Компании в регионах соответствует приоритетам социально-экономического развития территорий, указывает на действенность корпоративных программ социальных инвестиций. Кроме того, эксперты экологических организаций на постоянной основе обследуют территории, на которых работают предприятия ОАО «ЛУКОЙЛ», что позволяет создавать объективную картину о деятельности Компании в регионе и реальном влиянии этой деятельности на экологию</p>



ЗАИНТЕРЕСОВАННАЯ СТОРОНА	ЗАДАЧИ	МЕРОПРИЯТИЯ
<b>Государственные органы</b> 	<p>→ Построение и поддержание устойчивых и конструктивных взаимоотношений с органами государственной власти</p> <p>→ Организация деятельности в строгом соответствии с законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации и стран присутствия Компании</p>	<p>ЛУКОЙЛ участвует в законодательном процессе с региональными и муниципальными администрациями на основе соглашений о социально-экономическом сотрудничестве, направленном на обеспечение устойчивого развития российских территорий</p> <p>Кроме того, с 2008 года 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. Это позволяет вносить предложения в проекты правовых актов в сфере труда на этапе их разработки, участвуя таким образом в развитии социального диалога</p>
<b>Покупатели</b> 	<p>→ Следование принципам взаимоуважения, взаимной выгоды, честности, добросовестности и строгой взаимной обязательности</p>	<p>Компания развивает каналы обратной связи с конечными потребителями через создание «горячих линий» в каждом регионе деятельности. На регулярной основе проводятся также исследования удовлетворенности клиентов АЗС</p>
<b>Поставщики</b> 	<p>→ Построение долговременных взаимовыгодных отношений с клиентами и поставщиками, имеющими высокую деловую репутацию</p> <p>→ Создание имиджа надежного партнера по бизнесу</p> <p>→ Следование принципам взаимоуважения, взаимной выгоды, честности, добросовестности и строгой взаимной обязательности</p>	<p>Через официальный сайт Компании осуществляется предоставление равного и заблаговременного доступа к информации о тендерах. ЛУКОЙЛ открыт к сотрудничеству с профессиональными, надежными и ответственными поставщиками работ и услуг</p>



# КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

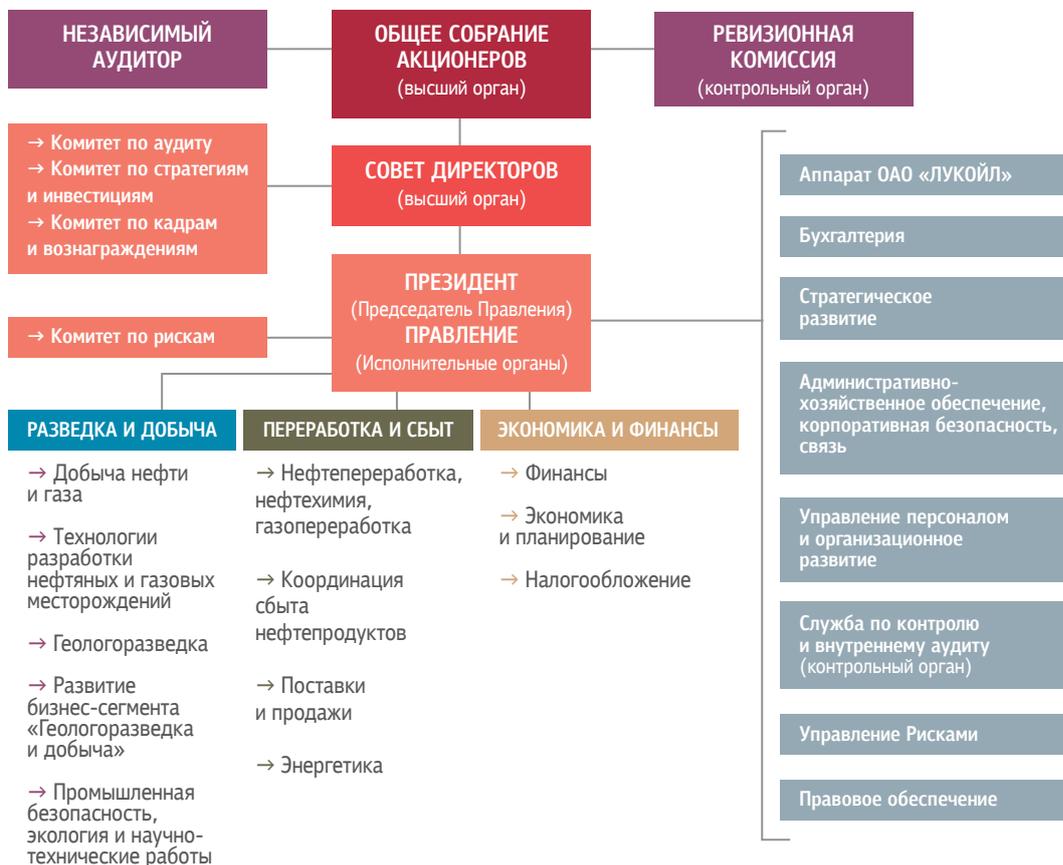
	СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ	85
	СОВЕТ ДИРЕКТОРОВ	86
	ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ОРГАНЫ	94
	КОНТРОЛЬНЫЕ ОРГАНЫ	100
	ДЕЛОВАЯ ЭТИКА	102
	ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ	102



## КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ



### Структура управления



#### 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»  
Основные факты, стр. 92



## Совет директоров

### ИТОГИ 2013 ГОДА

- 8 очных заседаний и 20 заочных голосований
- В Совет директоров был избран Л.А. Федун
- Формирование состава Правления в количестве 14 членов
- Утверждение ряда значимых документов: Положение о системе оплаты и стимулировании труда руководящих работников, Методика постаудита инвестиционных проектов, Регламент деятельности внутреннего аудита, Положение об управлении рисками, Процедур внутреннего контроля

Совет директоров проводил ежегодную работу по подведению итогов деятельности за прошедший год, подготовке Общих собраний акционеров и изучению отдельных бизнес-сегментов, намечая конкретные шаги в области их развития

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 Компанией позволяет формировать объективное мнение Совета по обсуждаемым вопросам, что, в свою очередь, способствует укреплению доверия к Компании инвесторов и акционеров. На конец 2013 года 6 из 11 членов Совета директоров Компании являлись независимыми.



[Положение о Совете директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»](#)

### ПРИОРИТЕТЫ 2014 ГОДА

Осуществление основных и дополнительных компетенций в соответствии с Уставом Компании и Федеральным законом «Об акционерных обществах»

### Компетенции Совета директоров

<b>ОСНОВНЫЕ</b>	Осуществление деятельности в соответствии с Уставом Компании и Федеральным законом «Об акционерных обществах»
<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ определение приоритетных направлений деятельности Компании</li> <li>→ стратегическое, среднесрочное и годовое планирование</li> <li>→ подведение итогов деятельности Компании</li> <li>→ вопросы подготовки Общих собраний акционеров</li> <li>→ формирование коллегиального исполнительного органа – Правления</li> <li>→ одобрение сделок в соответствии с действующим законодательством и Уставом Компании</li> <li>→ совершенствование корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ»</li> </ul>



## ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ В 2013 ГОДУ

В 2013 году в Совет директоров был избран Л.А. Федун, Вице-президент по стратегическому развитию ОАО «ЛУКОЙЛ», член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

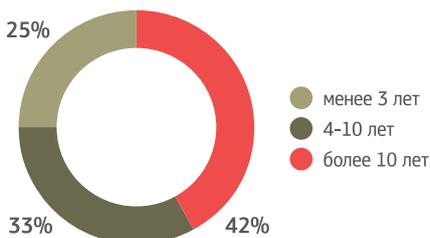
## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

На основании ежегодного опроса членов Совета директоров была проведена оценка деятельности Совета директоров и были выявлены вопросы, требующие большего внимания:

- взаимодействие с акционерами и инвесторами
- мониторинг внедрения инноваций
- оценка деятельности исполнительных органов

Учитывая Отчет о деятельности Совета директоров и результаты оценки, Совет директоров дал положительную оценку своей деятельности.

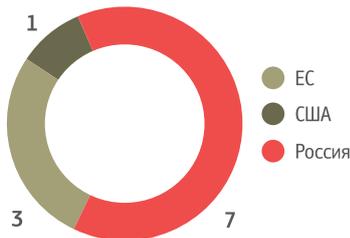
### Срок пребывания в должности члена Совета директоров



### Состав Совета директоров



### Постоянное местонахождение членов Совета директоров



### Участие членов Совета директоров в очных заседаниях Совета директоров в 2013 году<sup>1</sup>

	Заседания Совета директоров	Комитет по стратегии и инвестициям	Комитет по аудиту	Комитет по кадрам и вознаграждениям
Грайфер В.И.	7/8 (председатель)			
Алекперов В.Ю.	8/8			
Блажеев В.В.	8/8		5/5 (председатель)	
Иванов И.С.	7/8	2/3 (председатель)		
Маганов Р.У.	5/8	3/3		
Мацке Р.	8/8	1/1 <sup>2</sup>		3/3 <sup>3</sup>
Михайлов С.А.	8/8		5/5	5/5
Мобиус М.	5/8	2/3		3/5 (председатель)
Москато Г.	8/8	3/3		
Пикте И.	7/8		1/5	
Федун Л.А. <sup>3</sup>	4/5	1/2		
Шохин А. Н. <sup>2</sup>	2/3			2/2 (председатель)

<sup>1</sup> Под участием в очном заседании Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» и комитетов Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», проводимых в форме совместного присутствия в период до 29.09.2013 и 23.10.2013 соответственно, понимается исключительно личное присутствие члена Совета директоров на таком заседании. В соответствии с изменениями в Положении о Совете директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», утвержденными внеочередным Общим собранием акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» 30.09.2013, и изменениями в Положения о комитетах Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ», утвержденными решением Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» 24.10.2013, участие в заседаниях, проводимых в форме совместного присутствия, по телефону или с использованием видеоконференц-связи приравнивается к личному присутствию на заседании.

<sup>2</sup> До 27.06.2013 года.

<sup>3</sup> С 27.06.2013 года.



## Члены Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»



Грайфер Валерий Исаакович



Алекперов Вагит Юсуфович



Блажеев Виктор Владимирович

### Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)

Председатель  
Совета директоров  
ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Независимый член Совета  
директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>  
Председатель Комитета по аудиту  
Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

### Срок пребывания на должности в Совете директоров (на 31.12.13)

18 лет

21 год

5 лет

### Участие в органах управления других организаций (на 31.12.13)

Председатель Совета директоров  
ОАО «РИТЭК»

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

### Образование и опыт работы

В 1952 г. окончил Московский  
нефтяной институт им. И.М. Губкина.  
Кандидат технических наук.  
Награжден шестью орденами,  
четырьмя медалями, почетной  
грамотой Верховного Совета  
Татарской АССР.

В 2009 г. награжден Почетной  
грамотой Президента РФ.

С 1985 г. – заместитель Министра  
нефтяной промышленности  
СССР – начальник Главного  
тюменского производственного  
управления по нефтяной и газовой  
промышленности.

С 1992 г. по 12.01.2010 г. –  
генеральный директор ОАО «РИТЭК»,  
с 2010 г. – Председатель Совета  
директоров ОАО «РИТЭК».

С 2000 г. – Председатель Совета  
директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».  
Профессор Российского  
государственного университета  
нефти и газа им. И.М. Губкина,  
лауреат Ленинской премии и премии  
Правительства РФ.

В 1974 г. окончил Азербайджанский  
институт нефти и химии им.  
М. Азизбекова. Доктор экономических  
наук, действительный член  
Российской академии естественных  
наук. Награжден пятью орденами,  
восемью медалями, Почетной  
грамотой и дважды Благодарностью  
Президента РФ. Дважды лауреат  
премии Правительства РФ.

С 1968 г. работал на нефтепромыслах  
Азербайджана, Западной Сибири.

В 1987–1990 гг. – генеральный  
директор ПО «Когалымнефтегаз»  
Главтюменнефтегаза Министерства  
нефтяной и газовой промышленности  
СССР.

В 1990–1991 гг. – заместитель,  
первый заместитель Министра  
нефтяной и газовой промышленности  
СССР.

В 1992–1993 гг. – Президент  
нефтяного концерна  
«Лангепасурайкогалымнефть».

В 1993–2000 гг. – Председатель  
Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 1993 г. – Президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 1987 г. окончил вечерний факультет  
Всесоюзного юридического заочного  
института (ВЮЗИ), в 1990 г. –  
Аспирантуру ВЮЗИ-МЮИ по кафедре  
гражданского процесса.

С 1994 г. преподавательскую работу  
совмещает с работой на различных  
административных должностях  
в Московской государственной  
юридической академии (МГЮА).

В 1999–2001 гг. – декан дневного  
факультета МГЮА.

В 2001–2002 гг. – проректор  
по учебной работе МГЮА.

В 2002–2007 гг. – первый проректор  
по учебной работе МГЮА.

С 2007 г. по настоящее время –  
Ректор Московской государственной  
юридической академии имени  
О.Е. Кутафина.

### Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)

0,01%

22,23%<sup>2</sup>

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

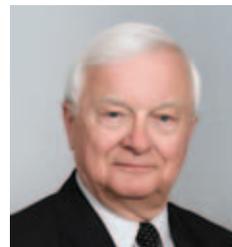
<sup>2</sup> С учетом бенефициарного владения.



Иванов Игорь Сергеевич



Маганов Равиль Ульфатович



Мацке Ричард

**Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)**

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>

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

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»

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>

Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Срок пребывания на должности в Совете директоров (на 31.12.13)**

5 лет

21 год

11 лет

**Участие в органах управления других организаций (на 31.12.13)**

Президент Российского совета по международным делам (РСМД)

**Образование и опыт работы**

В 1969 г. окончил Московский государственный институт иностранных языков им. М. Тореза. Доктор исторических наук. Профессор. Награжден российскими и иностранными орденами и медалями.

В 1993–1998 гг. – первый заместитель Министра иностранных дел РФ.

В 1998–2004 гг. – Министр иностранных дел РФ.

С 2004 по 2007 гг. – Секретарь Совета безопасности РФ.

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, Благодарностью Правительства РФ. 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» (разведка и добыча).

С 2006 г. – Первый исполнительный вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» (разведка и добыча).

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 2010–2013 гг. – Член Совета директоров Eurasia Drilling Company.

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.

**Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)**

0,38%

0,0003%<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> С учетом бенефициарного владения.



Михайлов Сергей Анатольевич



Мобиус Марк



Москато Гульельмо Антонио Клаудио

#### Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Член Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>  
Председатель Комитета по кадрам и вознаграждениям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>  
Член Комитета по стратегии и инвестициям Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

#### Срок пребывания на должности в Совете директоров (на 31.12.13)

11 лет

7 лет

3 года

#### Участие в органах управления других организаций (на 31.12.13)

Председатель Совета директоров ЗАО «Группа Капиталь Управление Активами»

Исполнительный Президент Templeton Emerging Markets Group

Председатель Совета директоров и Генеральный директор компании Gas Mediterraneo & Petrolio

#### Образование и опыт работы

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».  
В 2001–2011 гг. – генеральный директор ООО «Менеджмент-консалтинг».  
С 2004 г. Председатель Совета директоров: ЗАО «Русская Медиагруппа», ООО «Управляющая компания Капиталь Паевые Инвестиционные Фонды», Член Совета директоров ОАО «Футбольный Клуб «Спартак – Москва», ОАО Коммерческий банк «Петрокоммерц», с 2005 г. – Член Совета директоров ЗАО «ИФД Капиталь», ОАО «Редакция газеты «Известия», с 2008 года – Председатель Совета директоров ЗАО «Инвестиционная группа «Капиталь», Член Совета директоров ООО «Управляющая компания «Капиталь».  
С 2011 г. – заместитель Генерального директора ООО «Управляющая компания «Капиталь».

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

В 1961 г. окончил Миланский политехнический университет.  
Председатель Совета директоров и Генеральный директор компании Gas Mediterraneo & Petrolio, ранее занимавший должности Председателя Совета директоров ENI SpA и Председателя Совета директоров и Генерального директора AGIP SpA.

#### Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)

0,06%

0,00006%<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> С учетом бенефициарного владения.



Пикте Иван



Федун Леонид Арнольдович



Шохин Александр Николаевич

**Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)**Независимый член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>1</sup>

Член Комитета по аудиту Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ»

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (с 06.2013)

Вице-президент по стратегическому развитию ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Член Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 06.2013)

**Срок пребывания на должности в Совете директоров (на 31.12.13)**

2 года

1 год

8 лет

**Участие в органах управления других организаций (на 31.12.13)**

Член Инвестиционного Комитета Правления Объединенного пенсионного фонда персонала ООН

Член Совета директоров Symbiotics

Президент Fondation pour Geneve

Председатель Fondation Pictet pour le développement

Председатель Совета директоров PSA International SA

Президент Российского союза промышленников и предпринимателей

Президент Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» (НИУ ВШЭ). Заведующий кафедрой теории и практики взаимодействия бизнеса и власти

**Образование и опыт работы**

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.

1991–1995 гг. – Президент Женевской торгово-промышленной палаты.

2005–2010 гг. – Старший управляющий партнер банка Pictet & Cie.

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. С 2009 г. г-н Пикте является также Президентом Fondation pour Geneve и Председателем Fondation Pictet pour le développement.

В 2012 г. избран Председателем Совета директоров PSA International SA.

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 ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 2012 г. – Вице-президент по стратегическому развитию ОАО «ЛУКОЙЛ».

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 по 2002 гг. – депутат Государственной Думы РФ трех созывов.

В 1996–1997 гг. – первый заместитель Председателя Государственной Думы РФ, в 1997–1998 гг. – Председатель фракции «Наш дом – Россия».

В 1998 г. – заместитель Председателя Правительства РФ.

В 2002–2006 гг. – Председатель Наблюдательного совета группы «Ренессанс Капитал».

С 2005 по 2009 гг. член Общественной палаты РФ.

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

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

**Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)**0,007%<sup>2</sup>9,73%<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> С учетом бенефициарного владения.



## КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

**Для обеспечения эффективной деятельности Совета директоров в Компании созданы и функционируют комитеты – по стратегии и инвестициям, аудиту, кадрам и вознаграждениям**

Они занимаются предварительным рассмотрением наиболее важных вопросов и подготовкой по ним рекомендаций Совету директоров.

#### Комитет по стратегии и инвестициям

##### Функции

Подготовка предложений Совету директоров Компании по определению приоритетных направлений деятельности Компании и выработке стратегии развития, размера дивидендов и порядка распределения прибыли Компании

Повышение эффективности деятельности Компании в долгосрочной перспективе и увеличение ее активов, доходности и инвестиционной привлекательности

##### Задачи на 2014

- Анализ концепций, программ и планов стратегического развития Компании
- Определение размера дивидендов по акциям и порядка их выплаты
- Определение порядка распределения прибыли и убытков Компании по результатам финансового года
- Проведение политики Компании в области собственных ценных бумаг
- Осуществление крупных сделок, предметом которых является имущество стоимостью от 25 до 50% балансовой стоимости активов Компании
- Использование резервов, непрофильных активов Компании

#### Члены Комитета: И.С. Иванов (председатель)

Р.У. Маганов, М. Мобиус, Г. Москато, Л.А.Федун (с 27.06.2013)

##### Итоги 2013

##### 3 очных заседания, 1 заочное голосование

- Анализ концепций, программ и планов стратегического развития Компании
- Рекомендации Совету директоров о порядке распределения прибыли Компании по результатам финансового года и размерах дивидендов по акциям и порядку их выплаты
- Изучение вопроса о ходе реализации проекта Западная Курна-2, о геологоразведке и добыче в Ираке, Западной Африке и Центральной Азии
- Изучение вопроса поиска новых стратегически важных зарубежных активов для разведки и разработки запасов
- Изучение представленного анализа результатов аудита доказанных запасов Компании по итогам 2012 года
- Согласование изменения лимита инвестиционных расходов группы «ЛУКОЙЛ» на 2013 год
- Утверждение отчета о своей деятельности в 2012–2013 гг.
- Оценка политики Компании в области отношений с инвесторами и акционерами
- Порядок распределения прибыли и убытков Компании по результатам финансового года

#### Комитет по аудиту

##### Функции

Анализ эффективности работы внешнего Аудитора Компании, его выбор, а также анализ финансовой отчетности Компании и подготовка рекомендаций Совету директоров при принятии решений по данным вопросам

##### Задачи на 2014

- О кандидатуре Аудитора Компании
- Контроль выбором Аудитора Компании
- Оценка заключения Аудитора Компании
- Оценка эффективности процедур внутреннего контроля в Компании
- Оценка степени объективности и независимости Аудитора Компании
- Оценка системы управления рисками
- Определение предельного размера вознаграждения Аудитора Компании

#### Члены Комитета: В.В. Блажеев (председатель)

С.А. Михайлов, И. Пикте

##### Итоги 2013

##### 5 очных заседаний, 2 заочных голосования

- Рассмотрение вопроса о выборе внешнего независимого аудитора годовой отчетности ЗАО «КПИМГ»
- Изучение вопроса о методиках постаудита инвестиционных проектов в группе «ЛУКОЙЛ», рекомендация Совету директоров утвердить Методику постаудита инвестиционных проектов для бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча»
- Изучение деятельности блока по контролю и внутреннему аудиту
- Утверждение отчета Совету директоров о деятельности Комитета в 2012–2013 и обсуждение итогов оценки деятельности Комитета
- Подготовка рекомендаций Совету директоров о предельном размере вознаграждения Аудитора Компании
- Рекомендации Совету директоров утвердить Регламент деятельности внутреннего аудита по предоставлению консультаций
- Рекомендации Совету директоров утвердить Положение по управлению рисками ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Комитет по кадрам и вознаграждениям**Члены Комитета: М. Мобиус (председатель)  
Р. Мацке (с 27.06.2013), С.А. Михайлов**Функции**

Предварительное рассмотрение и подготовка рекомендаций Совету директоров для принятия решений по вопросам корпоративной политики в области кадров, политики и стандартов Компании по подбору кандидатур в органы управления

**Задачи на 2014**

- 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

**Итоги 2013****5 очных заседаний, 2 заочных голосования**

- Принятие решения о независимости кандидатов в члены Совета директоров
- Рекомендации по вопросам долгосрочного стимулирования работников ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ
- Рассмотрение вопроса о досрочном прекращении полномочий члена Правления Л.А. Федун
- Утверждение Отчета о работе Комитета в 2012–2013 гг.
- Выработка рекомендаций Совету директоров по составу Правления
- Ознакомление с анализом лучших практик долгосрочного стимулирования ведущих российских и зарубежных компаний
- Изучение хода работы по подготовке плана преемственности высшего исполнительного руководства



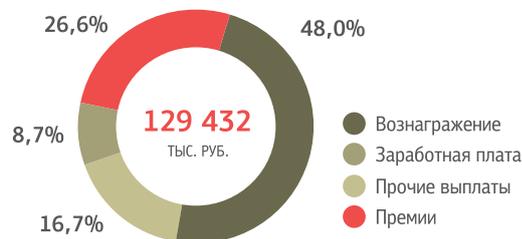
- Положение о Комитете по стратегии и инвестициям
- Положение о Комитете по аудиту
- Положение о Комитете по кадрам и вознаграждениям

**ВОЗНАГРАЖДЕНИЕ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ**

Размер вознаграждения и компенсаций членам Совета директоров устанавливается решением Общего собрания акционеров. В Компании предусмотрены следующие виды вознаграждений для членов Совета директоров:

- Вознаграждение за исполнение обязанностей члена Совета директоров (выплачивается каждому из членов Совета директоров)
- Вознаграждение за исполнение функций Президента Совета директоров
- Вознаграждение за исполнение функций Президента комитета Совета директоров
- Вознаграждение за очное участие в заседании комитета Совета директоров
- Вознаграждение за очное участие в заседании Совета директоров или комитета Совета директоров с осуществлением трансконтинентального перелета

- Вознаграждение за участие в конференциях и иных мероприятиях, осуществляемое членом Совета директоров по письменным поручениям Председателя Совета директоров

**Выплаты Совету директоров<sup>1</sup> в 2013 году, тыс. руб.**

<sup>1</sup> Включая вознаграждение членам Совета директоров, являвшихся одновременно членами Правления, полученное за исполнение ими обязанностей члена Совета директоров.



## Исполнительные органы

## Члены Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»

### ПРЕЗИДЕНТ

Президент является единоличным исполнительным органом Компании, назначается Общим собранием акционеров сроком на пять лет и является также Председателем Правления. Президент осуществляет оперативное руководство деятельностью Компании и действует в рамках своей компетенции, установленной Уставом ОАО «ЛУКОЙЛ». Годовым Общим собранием акционеров в 2011 году Президентом Компании был назначен В.Ю. Алекперов.

### ПРАВЛЕНИЕ

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



Алекперов Вагит Юсуфович



Барков Анатолий Александрович

#### Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)

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

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ» (до 23.07.2013)  
Советник Президента ОАО «ЛУКОЙЛ»

#### Срок пребывания на должности в Правлении (на 31.12.13)

21 год

21 год

#### Образование и опыт работы

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова. Доктор экономических наук, действительный член Российской академии естественных наук. Награжден пятью орденами, восьмью медалями, Почетной грамотой и дважды Благодарностью Президента РФ. Дважды лауреат премии Правительства РФ.

С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири.

В 1987–1990 гг. – генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтюменнефтегаза Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР.

В 1990–1991 гг. – заместитель, первый заместитель Министра нефтяной и газовой промышленности СССР.

В 1992–1993 гг. – Президент нефтяного концерна «Лангепасурайкогалымнефть».

В 1993–2000 гг. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 1993 г. – Президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

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 ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 2012–2013 гг. – Вице-президент по общим вопросам, корпоративной безопасности и связи ОАО «ЛУКОЙЛ».

С сентября 2013 г. – советник Президента ОАО «ЛУКОЙЛ».

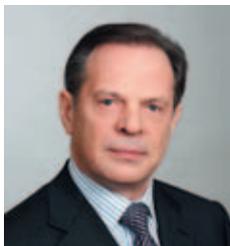
#### Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)

22,23%<sup>1</sup>

<sup>1</sup> С учетом бенефициарного владения.



Воробьев Вадим Николаевич



Кукура Сергей Петрович



Маганов Равиль Ульфатович

**Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Вице-президент по координации  
сбыта нефтепродуктов  
ОАО «ЛУКОЙЛ»

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Первый вице-президент  
ОАО «ЛУКОЙЛ» (экономика  
и финансы)

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»

**Срок пребывания на должности в Правлении (на 31.12.13)**

9 лет

21 год

21 год

**Образование и опыт работы**

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 медалями ордена  
«За заслуги перед Отечеством»  
I и II степеней.

В 1981–1992 гг. – на выборной  
комсомольской и партийной работе.

В 1992–1998 гг. – работал на  
руководящих должностях в  
страховых и банковских структурах  
Нижегородского 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  
ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 2012 г. – Вице-президент по  
координации сбыта нефтепродуктов  
ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 1979 г. окончил Ивано-Франковский  
институт нефти и газа. Доктор  
экономических наук. Заслуженный  
экономист РФ. Награжден двумя  
орденами, 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».

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, Благодарностью  
Правительства РФ. 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»  
(разведка и добыча).

С 2006 г. – Первый исполнительный  
вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ»  
(разведка и добыча).

**Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)**

0,01%

0,39%

0,38%



Малюков Сергей Николаевич



Масляев Иван Алексеевич



Матыцын Александр Кузьмич

**Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)**

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

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Вице-президент –  
Главный юридический советник  
ОАО «ЛУКОЙЛ»

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Старший вице-президент  
по финансам ОАО «ЛУКОЙЛ»

**Срок пребывания на должности в Правлении (на 31.12.13)**

2 года

14 лет

17 лет

**Образование и опыт работы**

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

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 ОАО «ЛУКОЙЛ».  
С 2012 г. – Вице-президент – Главный юридический советник ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 1984 г. окончил МГУ им. М.В. Ломоносова. Кандидат экономических наук. Имеет степень МВА (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».  
В 2012–2013 гг. – Вице-президент по финансам ОАО «ЛУКОЙЛ».  
С 2013 г. – Старший вице-президент по финансам ОАО «ЛУКОЙЛ».

**Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)**

0,04%

0,03%

0,30%



Москаленко Анатолий Алексеевич



Муляк Владимир Витальевич



Некрасов Владимир Иванович

**Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Вице-президент по управлению персоналом и организационному развитию ОАО «ЛУКОЙЛ»

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
(до 26.02.2013)  
Вице-президент по науке и технологиям бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» ОАО «ЛУКОЙЛ»  
(по совместительству),  
генеральный директор  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

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

**Срок пребывания на должности в Правлении (на 31.12.13)**

11 лет

7 лет

15 лет

**Образование и опыт работы**

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 ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 2012 г. – Вице-президент по управлению персоналом и организационному развитию ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 1977 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина. Кандидат геолого-минералогических наук. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. Лауреат Премии Правительства РФ в области науки и техники.

В 1990–1996 гг. – главный инженер, начальник НГДУ «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 ОАО «ЛУКОЙЛ».

В 2012–2013 гг. – Вице-президент по технологиям и разработке нефтяных и газовых месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ».

С января 2013 г. – Вице-президент по науке и технологиям бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» ОАО «ЛУКОЙЛ» (по совместительству), генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

В 1978 г. окончил Тюменский индустриальный институт. Кандидат технических наук, действительный член Академии горных наук РФ. Награжден двумя орденами и тремя медалями. Лауреат премии Правительства РФ.

В 1992–1999 гг. – главный инженер, генеральный директор ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В 1999–2005 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» – генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

С 2005 г. – Первый вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ».

**Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)**

0,02%

0,04%



Субботин Валерий Сергеевич



Федотов Геннадий Станиславович



Федун Леонид Арнольдович

#### Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Вице-президент по поставкам  
и продажам ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Член Совета директоров  
ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
(до 24.05.2013)  
Вице-президент по стратегическому  
развитию ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Член Комитета по стратегии  
и инвестициям Совета директоров  
ОАО «ЛУКОЙЛ»

#### Срок пребывания на должности в Правлении (на 31.12.13)

7 лет

7 лет

20 лет

#### Образование и опыт работы

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».

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».

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».

#### Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)

0,01%

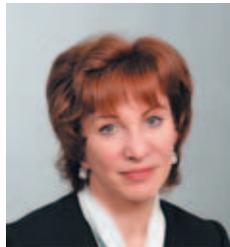
0,005%

9,73%<sup>1</sup>

<sup>1</sup> С учетом бенефициарного владения.



Хавкин Евгений Леонидович



Хоба Любовь Николаевна



Шамсуров Азат Ангамович

**Должность в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.13)**

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Вице-президент – руководитель  
Аппарата ОАО «ЛУКОЙЛ»

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

Член Правления ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Старший вице-президент по добыче  
нефти и газа

**Срок пребывания на должности в Правлении (на 31.12.13)**

2 года

14 лет

1 год

**Образование и опыт работы**

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».

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».

В 1986 году окончил Уфимский нефтяной институт. Кандидат технических наук. Награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени. Заслуженный работник нефтегазодобывающей промышленности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

В 1997–2000 гг. – главный инженер НГДУ «Покачевнефть», заместитель генерального директора по производству ТПП «Лангепаснефтегаз» – начальник НГДУ «Покачевнефть», генеральный директор ТПП «Урайнефтегаз».

В 2000–2001 гг. – президент Оренбургской нефтяной акционерной компании (ОНАКО).

В 2001–2008 гг. – Вице-президент, старший вице-президент «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд».

В 2008–2012 гг. – Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ», генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

С 2012 г. – Вице-президент по добыче нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 2013 г. – Старший вице-президент по добыче нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ».

**Доля в уставном капитале Компании (на 31.12.13)**

0,01%

0,35%

0,003%



## Вознаграждение членов Правления

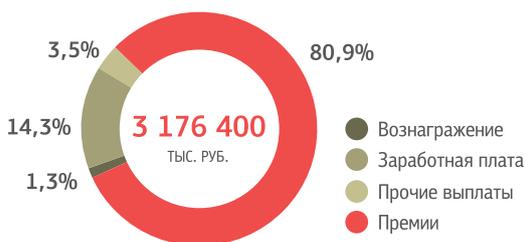
Членам Правления Компании в отчетном году было выплачено вознаграждение в размере месячного должностного оклада по основной работе. Эта выплата производилась в соответствии с основными условиями договоров, заключаемых с членами Правления при условии выполнения общекорпоративных ключевых показателей деятельности за отчетный период. Помимо этого, членами Правления были получены: годовая заработная плата, премиальные выплаты по результатам работы за год, долгосрочные премиальные выплаты и дополнительные выплаты социального характера.

В 2013 году завершилась 3-летняя программа долгосрочного стимулирования (2010–2013 гг.). Произведены выплаты двух частей премий:

→ В виде ежегодно выплачиваемых условных дивидендов на условно закрепленные за работником акции.

→ В виде премии, сумма которой определялась произведением разницы цены акции на начало и конец программы на количество условно закрепленных за работником акций.

Выплаты членам Правления в 2013 году, тыс. руб.



## Контрольные органы

### РЕВИЗИОННАЯ КОМИССИЯ

Члены Ревизионной комиссии избираются ежегодно в составе трех человек на каждом годовом Общем собрании акционеров сроком до следующего годового Общего собрания акционеров.

#### СОСТАВ В 2013 ГОДУ:

- **Никитенко Владимир Николаевич** – Президент ОАО «Банк «ПЕТРОКОММЕРЦ» – председатель Ревизионной комиссии
- **Сурков Александр Викторович** – Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Учетный Региональный Центр Волгоград»
- **Максимов Михаил Борисович** – Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Учетный Региональный Центр Пермь»

**Функции:** проверка достоверности финансовой отчетности Компании по российскому законодательству, осуществление общего контроля за финансово-хозяйственной деятельностью.

**Итоги 2013 года:** была подтверждена достоверность финансовой отчетности Компании.

**Вознаграждение:** утверждается Общим собранием акционеров.

### КОНТРОЛЬ И ВНУТРЕННИЙ АУДИТ

**Функции:** обеспечение объективного и независимого контроля систем корпоративного управления, внутреннего контроля и управления рисками с целью повышения эффективности работы Компании и защиты интересов ее акционеров и инвесторов.

**Итоги 2013 года:**

#### • Проверки

Службой по Контролю и внутреннему аудиту и Специализированными подразделениями контроля и внутреннего аудита организаций Группы «ЛУКОЙЛ» (СПКВА) проведено 579 проверок и 12 внеплановых проверок по поручениям руководителей соответствующих организаций Группы. В ходе данных проверок осуществлялись анализ эффективности систем внутреннего контроля и управления рисками, контроль соответствия деятельности Компании требованиям действующего законодательства и оценка достоверности управленческой и бухгалтерской отчетности, выявлялись существенные риски в деятельности Компании.



Кроме проверок, проводилось рассмотрение 23-х проектов протоколов заседаний Тендерного комитета ОАО «ЛУКОЙЛ» на предмет соблюдения установленных тендерных процедур. Также были проведены ревизионные проверки финансово-хозяйственной деятельности в 56-ти организациях Группы и 2 внеплановые ревизионные проверки.

- **Совершенствование методологической базы**

Совет директоров утвердил:

- Новые редакции Регламента организации и проведения контрольных и аудиторских проверок и Положения об оценке внутреннего аудита
- Регламент деятельности внутреннего аудита по предоставлению консультаций

Кроме этого, в целях повышения качества проведения контрольных и контрольно-аудиторских проверок были утверждены 6 процедур внутреннего контроля и новые редакции 2-х процедур внутреннего контроля, а также 11 новых временных процедур внутреннего контроля для апробации их в 2014 году.

#### **Профессиональное развитие работников**

При участии Института внутренних аудиторов, Ассоциации специалистов по расследованию хищений, а также ЗАО «КПМГ» в Компании были проведены:

- конференция работников внутреннего контроля и аудита организаций группы «ЛУКОЙЛ»
- семинар-совещание руководителей СПКВА по вопросам повышения качества внутреннего аудита в ОАО «ЛУКОЙЛ»
- 2 вебинара с участием представителей Ассоциации специалистов по расследованию хищений.

#### **Планы на 2014 год:**

- Участие в запланированных проверках
- Совершенствование методико-методологического обеспечения
- Автоматизация процессов управления рисками, внутреннего контроля и внутреннего аудита
- Завершение мероприятий по реформированию СПКВА в целях оптимизации ее деятельности за счет укрупнения малочисленных и разрозненных подразделений и создания региональных подразделений контроля и аудита

## **Независимый аудитор**

Выбор аудитора происходит на основании рекомендаций Комитета по аудиту и утверждается на Общем собрании акционеров. В настоящее время аудитором Компании и крупнейших дочерних обществ является ЗАО «КПМГ».

Независимость аудитора устанавливается международными и российскими принципами и правилами независимости аудиторов, а также внутрифирменными требованиями и политикой аудитора. В частности, согласно указанным принципам и правилам для исключения угрозы близкого знакомства и личной заинтересованности основной партнер, осуществляющий руководство заданием по аудиту, подлежит ротации и не может выступать в указанной роли в течение более семи лет.

#### **Функции:**

- Аудит бухгалтерской отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» по российским стандартам учета
- Аудит консолидированной финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ по ОПБУ США
- Аудиты бухгалтерских отчетностей крупнейших дочерних обществ Группы по российским и локальным стандартам учета
- Обзоры промежуточных консолидированных финансовых отчетностей ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ по ОПБУ США

#### **Итоги 2013 года:**

- Завершены аудиты и выпущены Аудиторские заключения по консолидированной финансовой отчетности ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ по ОПБУ США и по бухгалтерским отчетностям крупнейших дочерних обществ Группы по российским стандартам учета за 2013 год
- Проведены аудиты бухгалтерских отчетностей крупнейших зарубежных дочерних обществ Группы по локальным стандартам учета за 2013 год
- Завершены обзорные проверки и выпущены заключения по промежуточным консолидированным финансовым отчетностям ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних обществ по ОПБУ США за первый, второй и третий кварталы 2013 года.



## Деловая этика

В основе деятельности Компании лежат ее корпоративные ценности, которые позволяют вести бизнес в соответствии с высочайшими этическими стандартами.

### СОЦИАЛЬНЫЙ КОДЕКС

В Компании действует Социальный кодекс – свод принципов и норм по социально ответственному поведению в отношении всех сторон, чьи интересы затрагивает наша деятельность.

### КОДЕКС ДЕЛОВОЙ ЭТИКИ

В Компании также неукоснительно соблюдается Кодекс деловой этики – свод наиболее важных правил делового поведения Компании и ее работников, этических норм внутрикорпоративных взаимоотношений, социальной ответственности и других приоритетных вопросов этики бизнеса.

Кодекс деловой этики разработан на основе общепринятых норм деловой этики, а также принятых российских и зарубежных документов, определяющих лучшие практики корпоративного управления. Он является важной частью системы корпоративного управления, помогает избегать неоправданных рисков, поддерживать долгосрочный экономический рост и способствует дальнейшему развитию и глобализации бизнеса.

### КОМИССИЯ ПО ДЕЛОВОЙ ЭТИКЕ

В Компании также работает Комиссия по деловой этике, в чью компетенцию входит реализация норм и правил Кодекса, контроль за их соблюдением, разработка рекомендаций, касающихся деловой этики, организация мониторинга влияния Кодекса на изменение климата в коллективах.



## Информация для акционеров и инвесторов

### УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал Компании составляет 850 563 255 штук обыкновенных именных акций номинальной стоимостью 2,5 копейки каждая.

АКЦИОНЕРАМИ КОМПАНИИ  
ЯВЛЯЮТСЯ ОКОЛО

# 100

 ТЫС.

ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ  
ЛИЦ ПО ВСЕМУ МИРУ

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

	% от общего числа акций на 31.12.2013	% от общего числа акций на 31.12.2012
«ИНГ Банк (Евразия)»		77,69
«Национальный расчетный депозитарий»	92,04	11,80
«Гарант» СДК	2,90	3,95
ОАО «УРАЛСИБ»	1,48	1,44
КБ «Дж.П.Морган Банк Интернешнл»		1,42

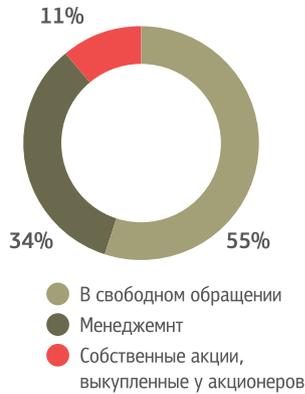
<sup>1</sup> Номинальный держатель.



### АКЦИОНЕРЫ ПОДДЕРЖИВАЮТ МЕНЕДЖМЕНТ

Несмотря на большое количество миноритариев в составе акционеров Компании, на Годовом общем собрании акционеров ОАО «ЛУКОЙЛ» в июне 2013 года по всей группе вопросов наблюдалось единогласие в принятии решений. В частности, был утвержден Годовой отчет Компании (99,9% голосов «за» от принявших участие в голосовании), избраны члены Совета директоров и Ревизионной комиссии (99,7% голосов «за» от принявших участие в голосовании), принято решение по выплатам членам Совета директоров (99,9% голосов «за» от принявших участие в голосовании) и Ревизионной комиссии (99,9% голосов «за» от принявших участие в голосовании), утвержден аудитор ОАО «ЛУКОЙЛ» (98,7% голосов «за» от принявших участие в голосовании)

Структура акционерного капитала ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 31.12.2013)



### ЦЕННЫЕ БУМАГИ

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

Коды, присвоенные обыкновенным акциям и АДР ОАО «ЛУКОЙЛ»

Код	Торговая площадка	Описание
LKOH	ММВБ (Московская биржа)	Обыкновенные акции торгуются на ММВБ (Московской бирже) в котировальном списке А1, являются одним из наиболее ликвидных финансовых инструментов на российском фондовом рынке
LKOD	Лондонская фондовая биржа <sup>1</sup>	Депозитарные расписки Компании торгуются на Лондонской фондовой бирже и являются одним из наиболее ликвидных инструментов среди компаний-эмитентов из стран Восточной Европы. Здесь проходят основные объемы торгов ценными бумагами Компании
LUK	Франкфуртская фондовая биржа <sup>1</sup>	Депозитарные расписки Компании торгуются также на Франкфуртской, Мюнхенской и Штутгартской фондовых биржах и на внебиржевом рынке США
LUKOY	Внебиржевой рынок США <sup>1</sup>	

<sup>1</sup> АДР на акции ОАО «ЛУКОЙЛ».

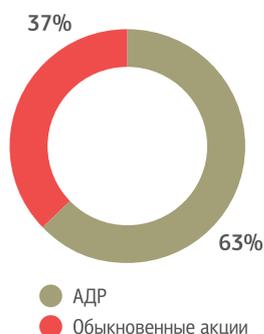


## Индексы, в которые включены акции Компании

Индекс	Вес акций и АDR Компании в индексе на 31.12.2013
MSCI Russia	13,7%
Bloomberg Oils	1,5%
FTSE Russia IOB	15,2%
MICEX	13,7% <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Вес акций по состоянию на 28.02.2014.

## Распределение акций и АDR Компании (на 31.12.2013)



## ДИНАМИКА АКЦИЙ

**Обладая значительным потенциалом роста, высокой дивидендной доходностью и ликвидностью, акции Компании являются привлекательным рыночным инструментом для инвестирования**

В течение 2013 года российские фондовые индексы, находясь под давлением нестабильности на товарно-сырьевых рынках, торговались в достаточно узком ценовом диапазоне. При этом наблюдался значительный отток капитала с развивающихся рынков в сторону развитых.

Рост индекса ММВБ с начала года составил 2,0%. Акции Компании торговались в общем тренде, рост котировок на ММВБ по итогам года составил 2,0%.

КРУПНЕЙШИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ  
БАНКИ С СУММАРНЫМИ АКТИВАМИ  
ПОД УПРАВЛЕНИЕМ БОЛЕЕ

**9** ТРЛН  
ДОЛЛ.

ДАЮТ РЕКОМЕНДАЦИЮ «ПОКУПАТЬ»  
ПО АКЦИЯМ КОМПАНИИ

Рекомендации аналитиков крупнейших инвестиционных банков<sup>1</sup> по акциям Компании в 2013 году

	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
Покупать	92%	100%	92%	100%
Держать	8%	0%	8%	0%
Продавать	0%	0%	0%	0%

<sup>1</sup> Крупнейшие инвестиционные банки включают: Bank of America-Merrill Lynch, UBS, JPMorgan, Citi, Deutsche Bank, Goldman Sachs, Morgan Stanley, HSBC, Sberbank CIB, Uralsib, Renaissance, VTB.



Справочник аналитика, стр. 66



### Динамика акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на ММВБ в 2013 году

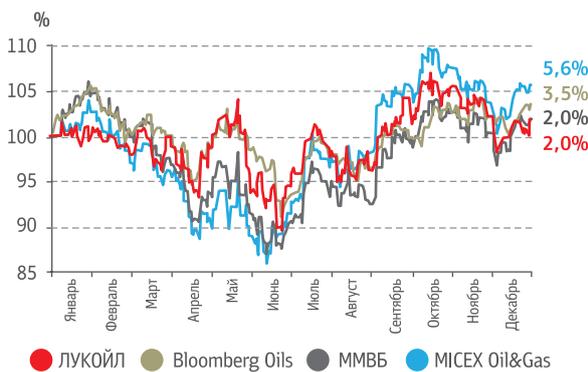


**Итоги 2013 года:** на протяжении всей своей истории Компания поступательно наращивает размер дивиденда на акцию, являясь одним из лидеров отрасли по дивидендной доходности. По итогам 2013 года размер дивиденда может достичь 110 рублей на одну обыкновенную акцию<sup>1</sup>, а дивидендная доходность – 5,5%, что значительно превышает средний уровень по крупнейшим частным нефтегазовым компаниям.

**Планы на 2014 год:** Выплата конкурентных дивидендов акционерам ОАО «ЛУКОЙЛ».

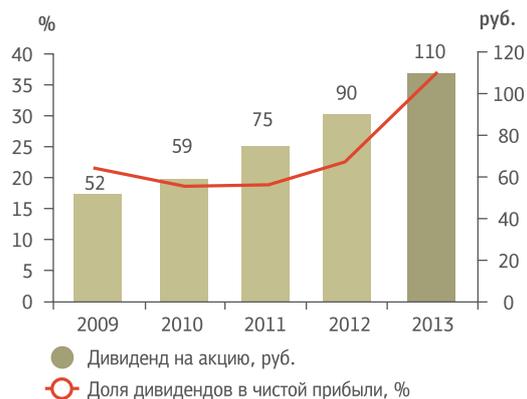
<sup>1</sup> Рекомендуемые Советом директоров к выплате дивиденды по итогам 2013 года.

### Динамика акций ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2013 году по сравнению с индексом ММВБ, Bloomberg Oils и MICEX Oil&Gas



Положение о Дивидендной Политике ОАО «ЛУКОЙЛ»  
Справочник аналитика, стр. 68

### Дивиденд на акцию и доля дивидендов в чистой прибыли ОАО «ЛУКОЙЛ»<sup>2</sup>



<sup>2</sup> Расчет доли производится исходя из рекомендованных Советом директоров дивидендов по итогам 2013 года в размере 110 руб./акция, обменного курса рубля к доллару на конец периода, общего количества акций ОАО «ЛУКОЙЛ» и чистой прибыли за соответствующий период.

### ДИВИДЕНДЫ

↑ **36,5%**

ДОЛЯ ДИВИДЕНДОВ<sup>2</sup> В КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ ГРУППЫ

### Принципы

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

### Дивидендная доходность<sup>3</sup>, %



<sup>3</sup> Расчет дивидендной доходности за 2013 год производится на основании рекомендованных Советом директоров дивидендов по итогам 2013 года в размере 110 руб./акция и средней рыночной цены обыкновенной акции на ММВБ за соответствующий период.



**Налогообложение**

Выплаченные в течение 2013 года дивиденды облагались налогами на доходы (налогом на доходы физических лиц, налогом на прибыль организаций) по ставкам 9 и 15%.

С 01.01.2014 года порядок налогообложения выплаченных дивидендов изменен. Дивидендные выплаты за 2013 год, производимые после 01.01.2014 года, подлежат налогообложению по следующим ставкам:

	Налоговые резиденты		Налоговые нерезиденты	
	Общий порядок	При наличии международных соглашений	В отсутствие международных соглашений	
Юридические лица	9%	Ставки по соглашениям	15%	
Физические лица	9%	Ставки по соглашениям	15%	
Юридические и физические лица (владельцы депозитарных расписок) в условиях раскрытия/нераскрытия информации по НК РФ	9%/30%	Ставки по соглашениям/30%	15%/30%	

**ДОЛГОВОЙ ПОРТФЕЛЬ**

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

**в 2013 году агентства Fitch и Standard & Poor's повысили рейтинг до уровня «BBB»**

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 20,6 млрд долл.

Чистый долг к акционерному капиталу, %



**Движение кредитных рейтингов ОАО «ЛУКОЙЛ»**





## ИНФОРМАЦИОННАЯ ОТКРЫТОСТЬ

Более 10 лет в ОАО «ЛУКОЙЛ» успешно функционирует корпоративная система раскрытия информации для инвестиционного сообщества, являющаяся эталоном на российском фондовом рынке. Компания регулярно и в равном для всех заинтересованных лиц доступе обеспечивает раскрытие информации в соответствии с российским законодательством, а также требованиями Московской и Лондонской фондовых бирж.

### Диалог с акционерами

Являясь одной из немногих российских компаний, в капитале которых большое количество миноритариев, мы осознаем важность общения со своими акционерами и инвесторами. Для этого Компания стремится максимально использовать все инструменты коммуникации – аудио- и видеотрансляции финансовой отчетности, презентации, поездки с инвесторами на производственные объекты Группы, проведение Дней инвестора, публикация информационных продуктов в печатном и электронном виде, выступления топ-менеджмента на конференциях, прямые встречи и общение.

### Итоги 2013 года:

- Участие в 12 конференциях международных инвестиционных банков в США и Великобритании
- Роуд-шоу в Азиатско-Тихоокеанском регионе
- Поездка с инвесторами в Пермский край
- Более 500 встреч проведено с крупными институциональными инвесторами
- Информационные встречи с миноритарными акционерами в Когалыме и Волгограде
- Публикация информационных продуктов – Отчета о деятельности, Справочника аналитика, Основных фактов, Отчета о деятельности в области устойчивого развития и Отчета о корпоративном управлении

### Планы на 2014 год:

- Улучшение информационной поддержки инвесторов и акционеров за счет более ранней публикации отчетности Компании и информационных продуктов
- Диверсификация и расширение базы акционеров и инвесторов

 Отчет о корпоративном управлении  
ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2013 год

### Финансовый календарь на 2014 год

#### Объявление финансовых результатов:

За полный 2013 год	19 февраля
За 1 кв. 2014 года	Май
За 2 кв. 2014 года	Август
За 3 кв. 2014 года	Ноябрь

#### Дивиденды Компании по результатам 2013 финансового года

Рекомендация Совета директоров	24 апреля
Составление списка лиц, имеющих право на получение дивидендов	15 июля <sup>1</sup>

#### Общее собрание акционеров

Годовое Общее собрание акционеров	26 июня
-----------------------------------	---------

<sup>1</sup> Дата составления списка лиц, имеющих право на получение дивидендов, рекомендованная Советом директоров.



# ПРИЛОЖЕНИЯ



РИСКИ

109



КОНСОЛИДИРОВАННАЯ  
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

115



АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ  
КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО  
СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ  
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

163



СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

197



## Риски

### МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ

#### ОПИСАНИЕ РИСКА

Изменение макроэкономических факторов, таких как снижение мировых цен на углеводороды, снижение маржи нефтепереработки, изменения в области НДС на нефть и газ, ставок экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, акцизных сборов, долговые проблемы отдельных членов ЕС, усиление бюджетного кризиса в США, замедление темпов роста экономик развивающихся стран, колебания курсов валют, инфляционные процессы, повышение налоговой нагрузки могут негативно повлиять на финансовые результаты Компании и способность осуществлять запланированные программы капитальных вложений.

#### УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ

В Компании применяется сценарный подход к прогнозированию макроэкономических показателей, позволяющий проводить комплексный анализ влияния макроэкономических рисков на деятельность группы «ЛУКОЙЛ».

Такой подход позволяет выявлять наиболее чувствительные к изменению макроэкономических параметров активы и инвестиционные проекты и принимать необходимые управленческие решения, в т. ч., направленные на оптимизацию портфеля инвестиционных проектов Компании.

### СТРАНОВЫЕ РИСКИ

#### ОПИСАНИЕ РИСКА

Большая часть активов Компании расположена на территории Российской Федерации, где политические риски оцениваются как умеренные. Однако ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет свои операции в ряде стран с высоким уровнем политических и экономических рисков, реализация которых может существенно осложнить деятельность Компании в отдельном регионе и даже привести к ее прекращению. (В частности, Компания осуществляет ряд проектов в таких странах, как Ирак, Венесуэла, Кот-д'Ивуар, Гана, Египет, для которых политические риски оцениваются как высокие, а активы и персонал Компании подвержены террористической угрозе.)

#### УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ

Компания стремится диверсифицировать свои операции и параллельно к деятельности в нестабильных регионах реализует проекты в странах Европы и США, страновые и политические риски в которых оцениваются как минимальные.

### ОТРАСЛЕВЫЕ РИСКИ

#### РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ПОЛУЧЕНИЕМ ДОСТУПА К НОВЫМ ИСТОЧНИКАМ СЫРЬЯ

#### ОПИСАНИЕ РИСКА

Конкуренция с крупными российскими и транснациональными компаниями за доступ к новым источникам сырья может привести к тому, что Компания в будущем не сможет получить доступ к новым, наиболее перспективным месторождениям углеводородного сырья. Следствием данного риска может стать снижение объемов доказанных запасов ОАО «ЛУКОЙЛ» и, как следствие, снижение капитализации Компании. В сегменте геологоразведки и добычи ОАО «ЛУКОЙЛ» конкурирует как с российскими, так и с ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями.

#### УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ

Данный риск учитывается при разработке стратегии развития Компании, важным элементом которой является обеспечение устойчивого развития путем участия в стратегических альянсах, отказа от низкорентабельных проектов и активов, выхода на новые рынки.

### ЛОГИСТИЧЕСКИЕ РИСКИ

#### ОПИСАНИЕ РИСКА

При транспортировке продукции Компания зависит от транспортных мощностей государственных монополий, таких как ОАО «АК «Транснефть», ОАО «АК «Транснефтепродукт», ОАО «РЖД», а также ОАО «Газпром» в отношении транспортировки объемов добываемого газа. Зависимость Компании от государственных монополий в данной сфере может привести к весьма значительным негативным последствиям. Например:

- Убытки, связанные с поломками, утечками и прочими нарушениями в режиме работы систем трубопроводов или железной дороги
- Незапланированный рост издержек, связанный с необходимостью срочного поиска альтернативных способов доставки углеводородов в случае ограничения доступа к трубопроводной системе, а в крайнем случае – невозможность продолжать свою деятельность в некоторых регионах
- Незапланированный рост издержек, связанный с резким удорожанием тарифов транспортировки

#### УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ

Компания стремится выстраивать партнерские отношения с государственными монополиями и органами власти, заключать долгосрочные контракты с потребителями, удерживать, исходя из целей и задач Группы, оптимальную долю на рынках сбыта нефтепродуктов.

За прошедший период были заключены соглашения о поставке продукции с такими компаниями, как ОАО «Газпром», «Сибур», «Группа Газ», «Совкомфлот». Были заключены также соглашения о сотрудничестве с такими компаниями, как Роснефть, Росатом, Siemens AG, Enel.

Кроме того, Компания планирует расширение перерабатывающих мощностей в секторе газохимии, что будет способствовать снижению логистических рисков и рисков конкуренции. В частности, планируется строительство газоперерабатывающего комплекса в г. Буденновске.



## РИСКИ НА РЫНКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Рыночное окружение и конкуренция на рынках нефтепереработки несут для Компании следующие риски:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>→ Снижение объемов реализации и неполная загрузка производственных мощностей</li> <li>→ Снижение маржи нефтепереработки</li> <li>→ Снижение розничной маржи</li> <li>→ Ужесточение экологического законодательства, повышение требований к качеству продукции</li> </ul> <p>Указанные риски могут привести к недополучению выручки или росту затрат Компании, что в конечном счете негативно скажется на величине денежного потока в данном сегменте бизнеса.</p>	<p>Компания стремится выстраивать партнерские отношения с государственными монополиями и органами власти, заключать долгосрочные контракты с потребителями, удерживать, исходя из целей и задач Группы, оптимальную долю на рынках сбыта нефтепродуктов.</p>

## РИСКИ НА РЫНКЕ ПРИРОДНОГО И НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Важнейшим фактором риска в российском сегменте добычи газа является монопольное положение ОАО «Газпром», как наиболее крупного покупателя природного газа, добываемого независимыми нефтяными компаниями, а также сухого газа, являющегося продуктом переработки нефтяного попутного газа. Основными рисками в данном сегменте для Компании могут быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>→ Снижение ОАО «Газпром» квот закупки газа у независимых производителей, что может привести к ограничению добычи газа Компанией или к консервации ряда проектов</li> <li>→ Установление монопольно низкой цены закупки природного и попутного нефтяного газа у независимых производителей</li> </ul>	<p>Компания принимает все возможные меры по снижению рисков в данной области. Она, в частности, стремится выстраивать партнерские отношения с государственными монополиями, заключать долгосрочные контракты с потребителями, удерживать оптимальную с учетом целей и задач группы «ЛУКОЙЛ» долю на рынках сбыта нефтепродуктов.</p>

## ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ

## ЦЕНОВЫЕ РИСКИ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Колебания цен на углеводороды могут существенно повлиять на финансовые показатели и стоимость Компании. В ближайшей перспективе ОАО «ЛУКОЙЛ» не исключает повышения волатильности биржевых цен на энергоносители вследствие нестабильного баланса спроса и предложения на мировом рынке, сложной политической обстановки на Ближнем Востоке, неясной экономической перспективы стран Еврозоны, а также вследствие влияния других макроэкономических факторов.</p>	<p>ОАО «ЛУКОЙЛ» ведет непрерывный мониторинг конъюнктуры рынков нефти и нефтепродуктов для получения исчерпывающей картины о состоянии рынков и обеспечения надежной базы для прогнозирования динамики рынков. Ключевыми способами снижения уровня краткосрочных ценовых рисков являются управление материально-стоимостным балансом (в том числе переориентация объемов реализуемой нефти и нефтепродуктов с направлений с меньшей эффективностью на наиболее эффективные направления), использование в контрактах на реализацию эффективных ценовых формул и отказ, по мере возможности, от использования в контрактах фиксированных цен.</p>

## ИНФЛЯЦИОННЫЕ РИСКИ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Компания подвержена риску инфляционного роста затрат в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Наибольшее влияние данный риск имеет в области капитальных затрат: под угрозу может быть поставлено успешное исполнение ряда инвестиционных проектов.</p>	<p>ОАО «ЛУКОЙЛ» уделяет ключевое внимание сдерживанию роста затрат, а также оценке данного риска при разработке инвестиционных проектов и принятии инвестиционных решений.</p>

## РИСКИ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОЦЕНТНЫХ СТАВОК

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Компания подвержена значительному риску изменения процентных ставок как в краткосрочном, так и в долгосрочном плане. Прежде всего она чувствительна к изменению процентных ставок европейских стран. Изменение этих ставок может оказать воздействие на стоимость привлечения Компанией заемных средств и величину денежных потоков ОАО «ЛУКОЙЛ».</p>	<p>С целью снижения влияния данного риска Компания на постоянной основе проводит мониторинг рыночной конъюнктуры, мероприятия по улучшению структуры долга за счет оптимального соотношения фиксированной и плавающей процентных ставок, осуществляет контроль потребности в дополнительном финансировании и рефинансировании существующего долга, увеличения срока действия долговых обязательств.</p>

**РИСКИ ЛИКВИДНОСТИ**

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Размер денежных потоков ОАО «ЛУКОЙЛ» подвержен следующим факторам риска:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>→ Резкие колебания в ценах на энергоносители</li><li>→ Объем спроса на энергоносители</li><li>→ Размеры налогов, сборов и таможенных платежей</li><li>→ Кредитные рейтинги Компании</li><li>→ Рост издержек</li></ul> <p>Другим риском на фоне сокращающихся денежных потоков выступает риск ограничения доступа к финансированию на рынке капитала.</p>	<p>Управление ликвидностью группы «ЛУКОЙЛ» осуществляется централизованно, внедрена и эффективно функционирует глобальная система по управлению ликвидностью группы «ЛУКОЙЛ», включающая в себя автоматическую систему концентрации и перераспределения денежных средств, корпоративный дилинг, скользящие прогнозы движения денежных средств. Постоянно осуществляется контроль показателей ликвидности.</p> <p>На конец 2013 года ОАО «ЛУКОЙЛ» имело инвестиционный рейтинг от всех трех международных рейтинговых агентств: S&amp;P (рейтинг BBB) (прогноз – stable); Moody's (рейтинг Baa2) (прогноз – stable); Fitch (рейтинг BBB) (прогноз – stable). Регулярно проводится работа по мониторингу и обеспечению соответствия финансовых показателей Компании требованиям рейтинговых агентств. Изменение рейтингов в краткосрочной перспективе не ожидается.</p>

**ВАЛЮТНЫЕ РИСКИ**

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>В краткосрочной и среднесрочной перспективе Компания подвержена рискам неблагоприятного изменения валютных курсов, так как осуществляет свою деятельность во многих странах. Наибольшее влияние на результаты операций оказывает курс российского рубля по отношению к доллару США, поскольку в долларах номинирована экспортная выручка Компании, в то время как основная часть затрат осуществляется на территории России в рублях.</p>	<p>В рамках централизованного подхода к управлению казначейскими операциями и ликвидностью группы «ЛУКОЙЛ» риски, связанные с неблагоприятным изменением валютных курсов, в целом учитываются консолидировано на уровне корпоративного центра. В ряде случаев валютные риски на площадках минимизируются за счет операций с производными финансовыми инструментами, осуществляемых в рамках корпоративного дилинга. Кроме того, в целях снижения валютных рисков практикуется выдача займов организациям группы «ЛУКОЙЛ» в местных валютах в рамках внутригруппового финансирования.</p>

**КРЕДИТНЫЕ РИСКИ**

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Наиболее значительными кредитными рисками для Компании являются:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>→ Риски, связанные с неисполнения контрагентами обязательств по оплате поставленной продукции</li><li>→ Риски, связанные с деятельностью банков контрагентов и возможным снижением их финансовой устойчивости</li></ul>	<p>Для снижения данных рисков Компания ориентируется на сотрудничество с контрагентами, имеющими высокий кредитный рейтинг, использует аккредитивы и гарантии первоклассных банков, в ряде случаев требует предварительной оплаты поставляемой продукции, кроме того, применяет инструменты по лимитированию концентрации кредитных рисков, приходящихся на одного контрагента.</p> <p>Компания осуществляет централизованные казначейские операции, в том числе операции по привлечению и размещению денежных средств, валютно-обменные операции и операции с производными финансовыми инструментами, осуществляет постоянный мониторинг кредитного рейтинга банков-контрагентов, ориентируется на сотрудничество с первоклассными банками, имеющими высокий кредитный рейтинг.</p>

**ПРАВОВЫЕ РИСКИ****НАЛОГОВЫЕ РИСКИ**

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>В соответствии с законодательством о налогах и сборах в ноябре 2013 года Компанией впервые было предоставлено в налоговые органы Уведомление о контролируемых сделках, совершенных в 2012 году. Ввиду большого количества неясностей и неопределенностей в разделе V.1 Налогового кодекса РФ, а также отсутствия правоприменительной практики по указанному вопросу существуют риски в части:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>→ Вероятности оспаривания со стороны ФНС России методов определения цен для целей налогообложения, применяемых Компанией</li><li>→ Порядка проведения специальной проверки цен, включая состав и глубину запрашиваемых документов и информации</li></ul> <p>Указанные факторы свидетельствуют о наличии вероятности предъявления претензий, что, в свою очередь, может привести к доначислению налога на прибыль в отношении доходов (расходов), возникающих в связи с совершением контролируемых сделок.</p>	<p>Для снятия риска оспаривания налоговыми органами применяемых методов определения соответствия цен рыночному уровню Компанией предприняты следующие меры:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>→ Привлечены внешние консультанты – международные консалтинговые компании, обладающие опытом применения законодательства о трансфертном ценообразовании в мировой практике</li><li>→ Введена в промышленную эксплуатацию Корпоративная информационная система «Реестр контролируемых сделок»</li><li>→ Ведется работа по заключению с ФНС России соглашений о ценообразовании по сделкам за 2013 год</li></ul>



### РИСКИ В ОБЛАСТИ ВАЛЮТНОГО/ЭКСПОРТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Компания является участником внешнеэкономических отношений, часть активов и обязательств ОАО «ЛУКОЙЛ» выражена в иностранной валюте, и, соответственно, изменения валютного/экспортного регулирования могут повлиять на деятельность Компании.</p> <p>Несмотря на то, что в последние годы политика государства была направлена на либерализацию валютного законодательства, ОАО «ЛУКОЙЛ» не исключает возможности ужесточения законодательства в области валютного/экспортного регулирования в условиях мирового экономического кризиса.</p>	<p>Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений действующего законодательства Российской Федерации, проводит системную работу по анализу и оценке законодательных инициатив и учитывает их в своей деятельности, что позволяет минимизировать риски, связанные с возможным изменением законодательства.</p>

### РИСКИ В ОБЛАСТИ ТАМОЖЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>ОАО «ЛУКОЙЛ» не исключает риска ужесточения правил таможенного контроля и таможенных пошлин. В частности, на рассмотрение государственных органов (Правительство России, Государственная Дума Российской Федерации) периодически выносятся вопросы об изменении порядка расчета экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. Кроме того, в соответствии с Федеральным законом от 23.07.2013 № 213-ФЗ «О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» внесено изменение, в соответствии с которым дополнен перечень ситуаций, в которых Правительство РФ вправе устанавливать особые формулы расчета ставок вывозных таможенных пошлин в отношении сырой нефти.</p> <p>Однако планируемые льготы в отношении нефти и нефтепродуктов, в том числе в отношении нефти, добываемой на морских месторождениях, и трудноизвлекаемой нефти, могут оказать положительное влияние на деятельность Компании.</p>	<p>Компания осуществляет постоянный мониторинг изменений действующего законодательства РФ и учитывает их в своей деятельности, что позволяет минимизировать риски, связанные с указанными изменениями.</p>

### РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ИЗМЕНЕНИЕМ РОССИЙСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ОБ АКЦИОНЕРНЫХ ОБЩЕСТВАХ И О РЫНКЕ ЦЕННЫХ БУМАГ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Возможные изменения в области российского законодательства об акционерных обществах и о рынке ценных бумаг, в том числе в отношении структуры и компетенции органов управления, могут потребовать изменений в структуре и процедурах управления Компанией, что может негативно отразиться на процессах принятия решений и результатах деятельности Компании.</p>	<p>Компания ведет постоянный мониторинг изменений законодательства в этой области и участвует в предварительном обсуждении с профессиональным сообществом предлагаемых изменений с целью своевременного реагирования на данные риски.</p>

### РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ОБРАЩЕНИЕМ ЦЕННЫХ БУМАГ КОМПАНИИ

ОПИСАНИЕ РИСКА	УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ
<p>Ценные бумаги Компании обращаются на регулируемых рынках в России и за рубежом. Изменения требований к эмитентам со стороны регулирующих органов по ценным бумагам и фондовым бирж, а также изменения в структуре листинга могут потребовать от Компании изменения процедур корпоративного управления и принятия дополнительных обязательств в сфере раскрытия информации и взаимодействия с акционерами и инвесторами. В случае если Компания не сможет своевременно обеспечить соответствие этим требованиям и выполнение необходимых обязательств, это может привести к перемещению ценных бумаг Компании в более низкие сегменты листинга, включая делистинг, что может негативно отразиться на ликвидности и стоимости таких ценных бумаг.</p>	<p>Компания ведет мониторинг изменений правил листинга фондовых бирж и иных требований фондовых бирж и регулирующих органов к эмитентам, ценные бумаги которых допущены к обращению. Представители Компании принимают участие в рабочих встречах и иных мероприятиях для эмитентов, проводимых фондовыми биржами и другими организациями, оказывающими консультационные и образовательные услуги для эмитентов ценных бумаг, обращающихся на регулируемых рынках. Компания также стремится к внедрению наилучшей мировой практики в сфере корпоративного управления и отношений с акционерами.</p>

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ****РИСКИ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ/ОТКРЫТИЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****ОПИСАНИЕ РИСКА**

В деятельности Компании присутствует риск того, что при реализации новых проектов и поисковом бурении не будут обнаружены продуктивные в коммерческом плане запасы нефти и газа и/или обнаруженные запасы будут ниже изначально запланированного уровня. В связи с этим Компания может быть вынуждена нести дополнительные издержки или же прекратить ведение работ на ряде лицензионных участков.

**УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ**

ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет деятельность по управлению данным риском на уровне, достаточном для своевременного воздействия на него, а именно: проводит дополнительные сейсморазведочные и геолого-разведочные работы, обработку сейсмических материалов и усовершенствование методики полевых сейсмических наблюдений 3Д.

**РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕМ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕМ****ОПИСАНИЕ РИСКА**

Действующее в России законодательство о недропользовании и лицензировании деятельности по поиску и добыче полезных ископаемых и практика его применения создают для нефтяных компаний ряд рисков, среди которых наиболее значимыми являются:

- Риск отказа в предоставлении права пользования недрами юридическому лицу, открывшему месторождение федерального значения или месторождение на участке недр федерального значения
- Риск отказа в приеме заявочных документов для участия в конкурсах/аукционах от недропользователей организаций группы «ЛУКОЙЛ»
- Риск длительного согласования проектно-сметной документации на строительство поисково-разведочных скважин;
- Риск возникновения условий, не позволяющих осуществлять или существенно затрудняющих выполнение условий лицензионных соглашений

**УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ**

Компания ведет постоянный мониторинг изменений законодательства в области недропользования и лицензирования, вносит предложения по актуализации существующей законодательной базы. Для своевременного принятия решения об участии организаций группы «ЛУКОЙЛ» в конкурсах/аукционах на право пользования недрами в НГДО формируется список объектов нераспределенного фонда недр, представляющих интерес для Компании. Созданы постоянно действующие рабочие группы по формированию заявочных материалов для участия в конкурсах/аукционах и заявочных материалов на переоформление лицензий. Кроме того, в Компании действует информационная система «Недропользование», позволяющая проводить мониторинг текущего состояния недропользования, формировать отчеты и проводить анализ. Компания стремится к тесному информационному сотрудничеству с контролирующими органами с целью их своевременного информирования о возможных проблемах, связанных с изменением законодательства, а также для оперативного получения информации, необходимой для своевременного принятия решений, связанных с использованием недр.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ И РИСКИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ****ОПИСАНИЕ РИСКА**

Существует риск отказа технических устройств на опасных производственных объектах, что может привести к авариям, остановке технологического процесса, выбросам опасных продуктов, причинению вреда окружающей среде, возникновению пожара, несчастным случаям, в том числе при разработке нефтегазовых месторождений на шельфе.

Деятельность Компании подвержена также риску аварии танкера, перевозящего нефтегрузы организаций Группы «ЛУКОЙЛ» или производящего грузовые операции у нефтетерминалов Компании.

Причинами возникновения указанного риска могут служить неудовлетворительное техническое состояние танкеров и инфраструктуры терминалов, а также влияние человеческого фактора при проведении грузовых операций у нефтетерминалов Компании.

**УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ**

Для минимизации вероятности возникновения данного риска в Компании создана и успешно функционирует система промышленной безопасности, которая предусматривает постоянный мониторинг состояния технологических установок, проведение превентивных мероприятий по предотвращению аварий на производстве. Система промышленной безопасности ОАО «ЛУКОЙЛ» прошла сертификацию на соответствие международным стандартам промышленной безопасности ISO 14001 и OHSAS 18001.

В Компании с 2006 года действует Система веттинг-контроля, что позволяет снизить вероятность риска аварии танкера до минимума.

**СТРОИТЕЛЬНЫЕ РИСКИ****ОПИСАНИЕ РИСКА**

При реализации инвестиционных проектов Компания сталкивается с риском несвоевременного ввода в строй производственных объектов. Ключевыми факторами, влияющими на этот риск, являются ошибки планирования, действия подрядчиков и риски, порождаемые состоянием инфраструктуры.

**УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ**

ОАО «ЛУКОЙЛ» уделяет максимум внимания управлению данным риском путем тщательной подготовки проектов, выбора надежных поставщиков и подрядчиков и получения от них гарантий исполнения обязательств, а также путем выстраивания партнерских отношений с операторами инфраструктурных объектов (государственные монополии, органы власти субъектов Российской Федерации).

**РИСК НЕХВАТКИ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПЕРСОНАЛА****ОПИСАНИЕ РИСКА**

Растущий мировой дефицит специалистов и повсеместное старение работников нефтегазовой отрасли вынуждают зарубежные компании обратить внимание на российский рынок труда. Это увеличивает риск повышения спроса на таких специалистов в России и роста их заработной платы. Возможными последствиями могут оказаться рост затрат на оплату труда или необходимость модернизации производства с целью сокращения обслуживающего персонала, что может оказать негативное влияние на финансовые результаты деятельности Компании.

**УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ**

С целью снижения негативного влияния данного риска ОАО «ЛУКОЙЛ» уделяет ключевое внимание комплексному развитию кадрового потенциала. В Компании создан и пополняется кадровый резерв из числа наиболее опытных и перспективных работников, большое внимание уделяется привлечению в Компанию молодых специалистов и выпускников высших учебных заведений.





**ОАО «ЛУКОЙЛ»  
КОНСОЛИДИРОВАННАЯ  
ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ**

за 2013 и 2012 гг.,  
подготовленная  
в соответствии  
с ОПБУ США



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

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

## Аудиторское заключение

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 2013 г. и 31 декабря 2012 г. и консолидированных отчетов о совокупной прибыли, об акционерном капитале и о движении денежных средств за 2013, 2012 и 2011 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 ответственность заключается в выражении мнения о достоверном представлении настоящей консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с российскими федеральными стандартами аудиторской деятельности 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 достаточную 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 зависит от профессионального суждения аудитора, включая оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок. В процессе оценки этих рисков аудитор рассматривает систему внутреннего контроля, обеспечивающую подготовку и достоверное представление консолидированной финансовой отчетности, чтобы разработать аудиторские процедуры, соответствующие обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля. Соответственно, мы не выражаем мнения об

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.

эффективности системы внутреннего контроля за подготовкой и достоверным представлением финансовой отчетности. Аудит также включает оценку надлежащего характера применяемой учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, а также оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения о достоверном представлении настоящей консолидированной финансовой отчетности.

#### **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 2013 г. и 31 декабря 2012 г., а также результаты их деятельности и движение их денежных средств за 2013, 2012 и 2011 гг. в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США.

#### **Прочие факты**

В дополнение к консолидированной финансовой отчетности на страницах с 46 по 54 представлена Дополнительная Информация о геолого-разведочных работах и добыче нефти и газа, представление которой требуется в соответствии с принципами бухгалтерского учета, общепринятыми в США. 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 № 86/13 от 1 октября 2013 года  
ЗАО «КПМГ»

17 февраля 2014 года  
Москва, Российская Федерация

ОАО «ЛУКОЙЛ» Консолидированные балансы по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.  
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	31 декабря 2013	31 декабря 2012
<b>Активы</b>			
<b>Оборотные активы</b>			
Денежные средства и их эквиваленты	3	1 712	2 914
Краткосрочные финансовые вложения		363	286
Дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам	5	7 943	8 667
Запасы	6	8 801	8 098
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам		3 801	3 541
Прочие оборотные активы		775	767
<b>Итого оборотные активы</b>		<b>23 395</b>	<b>24 273</b>
Финансовые вложения	7	4 255	4 124
Основные средства	8, 9	78 466	66 883
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	13	684	569
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	10	1 300	1 964
Прочие внеоборотные активы		1 339	1 148
<b>Итого активы</b>		<b>109 439</b>	<b>98 961</b>
<b>Обязательства и капитал</b>			
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Кредиторская задолженность		7 335	7 263
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	11	1 338	658
Обязательства по уплате налогов		2 501	2 802
Прочие краткосрочные обязательства		1 923	1 730
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>13 097</b>	<b>12 453</b>
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	12, 16	9 483	5 963
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	13	4 724	3 651
Обязательства, связанные с окончанием использования активов	8	2 764	2 195
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность		516	511
<b>Итого обязательства</b>		<b>30 584</b>	<b>24 773</b>
<b>Капитал</b>			
<b>Акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>			
Обыкновенные акции		15	15
Собственные акции, выкупленные у акционеров, по стоимости приобретения		(5 189)	(5 189)
Облигации с правом обмена на акции		(2 500)	(2 500)
Добавочный капитал		4 574	4 734
Нераспределенная прибыль		81 733	76 216
Прочий накопленный совокупный убыток		(55)	(69)
<b>Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>78 578</b>	<b>73 207</b>
Неконтролирующая доля		277	981
<b>Итого капитал</b>		<b>78 855</b>	<b>74 188</b>
<b>Итого обязательства и капитал</b>		<b>109 439</b>	<b>98 961</b>

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

Алекперов В.Ю.



Вице-президент –  
Главный бухгалтер ОАО «ЛУКОЙЛ»

Хоба Л.Н.



Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ» Консолидированные отчеты о совокупном доходе за 2013, 2012 и 2011 гг.  
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Примечание	2013	2012	2011
<b>Выручка</b>				
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	21	141 452	139 171	133 650
<b>Затраты и прочие расходы</b>				
Операционные расходы		(10 086)	(9 359)	(9 055)
Стоимость приобретенных нефти, газа и продуктов их переработки		(65 924)	(64 148)	(59 694)
Транспортные расходы		(6 290)	(6 171)	(6 121)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы		(3 849)	(3 755)	(3 822)
Износ и амортизация		(5 756)	(4 832)	(4 473)
Налоги (кроме налога на прибыль)	13	(13 803)	(13 666)	(12 918)
Акцизы и экспортные пошлины		(22 334)	(22 836)	(22 217)
Затраты на геолого-разведочные работы		(602)	(364)	(532)
(Убыток) прибыль от выбытия и снижения стоимости активов		(2 561)	30	(1 663)
<b>Прибыль от основной деятельности</b>		<b>10 247</b>	<b>14 070</b>	<b>13 155</b>
Расходы по процентам		(488)	(538)	(694)
Доходы по процентам и дивидендам		239	257	211
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	7	575	518	690
Убыток по курсовым разницам		(443)	(512)	(301)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)		328	(72)	58
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>		<b>10 458</b>	<b>13 723</b>	<b>13 119</b>
Текущий налог на прибыль		(2 051)	(2 738)	(2 678)
Отложенный налог на прибыль		(780)	(60)	(615)
<b>Итого расход по налогу на прибыль</b>	13	<b>(2 831)</b>	<b>(2 798)</b>	<b>(3 293)</b>
<b>Чистая прибыль</b>		<b>7 627</b>	<b>10 925</b>	<b>9 826</b>
Чистый убыток, относящийся к неконтролирующей доле		205	79	531
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>7 832</b>	<b>11 004</b>	<b>10 357</b>
<b>Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):</b>				
Базовая прибыль	15	10,38	14,47	13,30
Разводненная прибыль		10,18	14,17	13,04
<b>Прочий совокупный доход (за вычетом соответствующих налогов)</b>				
Пенсионный план с установленными выплатами:				
Стоимость вклада предыдущей службы		8	–	22
Актuarная прибыль (убыток)		6	(15)	(9)
<b>Прочий совокупный доход (убыток)</b>		<b>14</b>	<b>(15)</b>	<b>13</b>
<b>Совокупный доход</b>		<b>7 641</b>	<b>10 910</b>	<b>9 839</b>
Совокупный убыток, относящийся к неконтролирующей доле		205	79	531
<b>Совокупный доход, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>7 846</b>	<b>10 989</b>	<b>10 370</b>

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ» Консолидированные отчеты об акционерном капитале за 2013, 2012 и 2011 гг.  
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	2013		2012		2011	
	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход	Акционер- ный капитал	Совокуп- ный доход
<b>Обыкновенные акции</b>						
Остаток на 1 января	15		15		15	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>15</b>		<b>15</b>		<b>15</b>	
<b>Собственные акции, выкупленные у акционеров</b>						
Остаток на 1 января	(5 189)		(4 081)		(3 683)	
Акции, выкупленные у акционеров	–		(128)		(398)	
Обмен облигаций на акции	–		(980)		–	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(5 189)</b>		<b>(5 189)</b>		<b>(4 081)</b>	
<b>Облигации с правом обмена на акции</b>						
Остаток на 1 января	(2 500)		(980)		(980)	
Приобретение облигаций с правом обмена на акции	–		(2 500)		–	
Обмен облигаций на акции	–		980		–	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(2 500)</b>		<b>(2 500)</b>		<b>(980)</b>	
<b>Добавочный капитал</b>						
Остаток на 1 января	4 734		4 798		4 700	
Результат программы вознаграждения	–		(197)		98	
Изменения в неконтролирующей доле	(160)		133		–	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>4 574</b>		<b>4 734</b>		<b>4 798</b>	
<b>Нераспределенная прибыль</b>						
Остаток на 1 января	76 216		67 940		59 212	
Чистая прибыль	7 832	7 832	11 004	11 004	10 357	10 357
Дивиденды по обыкновенным акциям	(2 315)		(2 728)		(1 629)	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>81 733</b>		<b>76 216</b>		<b>67 940</b>	
<b>Прочий накопленный совокупный убыток, за вычетом налога на прибыль</b>						
Остаток на 1 января	(69)		(54)		(67)	
<b>Пенсионное обеспечение:</b>						
Стоимость вклада предыдущей службы	8	8	–	–	22	22
Актuarная прибыль (убыток)	6	6	(15)	(15)	(9)	(9)
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(55)</b>		<b>(69)</b>		<b>(54)</b>	
<b>Итого совокупный доход</b>		<b>7 846</b>		<b>10 989</b>		<b>10 370</b>
<b>Итого акционерный капитал, относящийся к ОАО «ЛУКОЙЛ», на 31 декабря</b>	<b>78 578</b>		<b>73 207</b>		<b>67 638</b>	
<b>Неконтролирующая доля</b>						
Остаток на 1 января	981		(172)		411	
Чистый убыток, относящийся к неконтролирующей доле	(205)		(79)		(531)	
Изменения в неконтролирующей доле	(499)		1 232		(52)	
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>277</b>		<b>981</b>		<b>(172)</b>	
<b>Итого капитал на 31 декабря</b>	<b>78 855</b>		<b>74 188</b>		<b>67 466</b>	

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

Консолидированные отчеты об акционерном капитале за 2013, 2012 и 2011 гг.  
(в миллионах долларов США, если не указано иное)

	Движение акций		
	2013	2012	2011
	(тыс. штук)	(тыс. штук)	(тыс. штук)
<b>Обыкновенные акции, выпущенные</b>			
Остаток на 1 января	850 563	850 563	850 563
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>850 563</b>	<b>850 563</b>	<b>850 563</b>
<b>Собственные акции, выкупленные у акционеров</b>			
Остаток на 1 января	(95 697)	(76 101)	(69 208)
Акции, выкупленные у акционеров	-	(2 096)	(6 893)
Обмен облигаций на акции	-	(17 500)	-
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>(95 697)</b>	<b>(95 697)</b>	<b>(76 101)</b>

Прилагаемые примечания являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности.

ОАО «ЛУКОЙЛ» Консолидированные отчеты о движении денежных средств за 2013, 2012 и 2011 гг.  
(в миллионах долларов США)

	Примечание	2013	2012	2011
<b>Движение денежных средств от основной деятельности</b>				
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>		<b>7 832</b>	<b>11 004</b>	<b>10 357</b>
Корректировки по неденежным статьям:				
Износ и амортизация		5 756	4 832	4 473
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, за минусом полученных дивидендов		(20)	102	185
Списание затрат по сухим скважинам		314	127	417
Убыток (прибыль) от выбытия и снижения стоимости активов		2 561	(30)	1 663
Отложенный налог на прибыль		780	60	615
(Неденежная прибыль) неденежный убыток по курсовым разницам		(207)	293	(214)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности		(5)	(18)	(6)
Прочие, нетто		501	334	(210)
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности:				
Дебиторская задолженность		816	641	(758)
Запасы		(1 105)	(126)	(1 420)
Кредиторская задолженность		(366)	820	648
Обязательства по уплате налогов		(313)	468	177
Прочие краткосрочные активы и обязательства		(95)	490	(413)
<b>Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности</b>		<b>16 449</b>	<b>18 997</b>	<b>15 514</b>
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>				
Приобретение лицензий		(849)	(921)	(25)
Капитальные затраты		(14 957)	(11 647)	(8 249)
Поступления от реализации основных средств		99	412	156
Приобретение финансовых вложений		(559)	(453)	(101)
Поступления от реализации финансовых вложений		315	252	79
Реализация дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета выбывших денежных средств		97	27	227
Приобретение дочерних компаний и долей в зависимых компаниях, без учета приобретенных денежных средств		(2 785)	(886)	(1 100)
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(18 639)</b>	<b>(13 216)</b>	<b>(9 013)</b>
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>				
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам, нетто		25	(32)	(633)
Поступления от выпуска долгосрочных долговых обязательств		5 049	597	1
Погашение долгосрочных обязательств		(949)	(1 831)	(1 372)
Дивиденды, выплаченные по акциям Компании		(2 383)	(2 800)	(1 714)
Дивиденды, выплаченные держателям неконтролирующих акций		(126)	(113)	(116)
Финансирование, полученное от держателей неконтролирующих акций		2	2	3
Приобретение акций Компании		-	(128)	(398)
Приобретение облигаций с правом обмена на акции		-	(740)	(1 760)
Приобретение неконтролирующих долей		(589)	(635)	(34)
<b>Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности</b>		<b>1 029</b>	<b>(5 680)</b>	<b>(6 023)</b>
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов		(41)	60	(93)
<b>Чистое (уменьшение) увеличение денежных средств и их эквивалентов</b>		<b>(1 202)</b>	<b>161</b>	<b>385</b>
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		2 914	2 753	2 368
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец года</b>	<b>3</b>	<b>1 712</b>	<b>2 914</b>	<b>2 753</b>
Дополнительная информация о движении денежных средств				
Проценты выплаченные		405	497	683
Налог на прибыль уплаченный		2 452	1 585	2 508

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, также 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 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, а 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 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, 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.

По некоторым хозяйственным операциям, 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 – 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 2013, 2012 и 2011 гг. валютный курс составлял 32,73, 30,37 и 32,20 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 стоимости. Ценные бумаги, хранящиеся до срока погашения, отражаются по стоимости, скорректированной на амортизацию или начисление премий или дисконтов. Нереализованные прибыли и убытки по торговым ценным бумагам включены в прибыли или убытки. Нереализованные прибыли и 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 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 нефте- и газодобывающих основных средств 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

Кроме строительства 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 объеме, который предполагает получение Группой в будущем 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 не реже одного раза в год проводится тест на обесценение. 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 проведения оценки качественных параметров и после этого, при необходимости, определения справедливой стоимости отчетной единицы и ее сравнения 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 она списывается до величины ее предполагаемой 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 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, из 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.

#### **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 на момент получения заимствования. 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 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 компаний Группы по пенсионному обеспечению, определяются руководством на основании величины пенсионных обязательств за последний финансовый год, рассчитанных независимым актуарием. Обязательства в отношении каждого сотрудника начисляются на протяжении периодов, в которых сотрудник работает в Группе.

#### **Собственные акции, выкупленные у акционеров**

Выкуп компаниями Группы акций Компании отражается по фактической стоимости приобретения в разделе акционерного

капитала. Зарегистрированные и выпущенные акции включают собственные акции, выкупленные у акционеров. Акции, находящиеся в обращении, не включают в себя собственные акции, выкупленные у акционеров.

#### **Прибыль на акцию**

Базовая прибыль на акцию рассчитывается путем деления чистой прибыли, подлежащей распределению среди держателей обыкновенных акций Компании, на средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение отчетного периода. Расчет проводится 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 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 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 феврале 2013 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2013-02 «*Совокупный доход (Раздел 220)*», которое требует от компаний раскрывать информацию о суммах, переклассифицированных из прочего совокупного дохода, по компонентам. Компания должна раскрывать значительные суммы переклассификаций из состава прочего совокупного дохода по соответствующим статьям прибылей и убытков либо в составе отчета, отражающего чистую прибыль, либо в составе примечаний к отчетности. При этом раскрытию подлежат только те суммы, которые, согласно ОПБУ США, полностью подлежат переклассификации в одном отчетном периоде. ОСУ № 2013-02 должно применяться в отношении отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2012 г.

Группа применяет требования ОСУ № 2013-02 начиная с первого квартала 2013 г. Применение данного ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В январе 2013 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2013-01 «*Баланс (Раздел 20). Разъяснения по объему раскрытий в отношении операций по взаимозачету активов и обязательств.*» Данное ОСУ разъясняет, что положения ОСУ № 2011-11 «*Раскрытие операций по взаимозачету активов и обязательств*» применяются к учитываемым в соответствии с разделом 815 «*Производные финансовые инструменты и операции хеджирования*» производным финансовым инструментам, договорам продажи с обратным выкупом, а также к операциям по займам ценных бумаг, которые подлежат взаимозачету в соответствии с Главой 210-20-45 или Главой 815-10-45, а также на основании соглашения о взаимозачете или аналогичного договора. Основная цель ОСУ № 2013-01 и ОСУ № 2011-11 – компании должны раскрывать информацию о взаимозачетах между активами и обязательствами для того, чтобы пользователи финансовой отчетности имели информацию о влиянии таких операций на финансовое положение компании. Группа применяет требования ОСУ № 2013-01 и ОСУ № 2011-11 начиная с первого квартала 2013 г. Применение данных ОСУ не оказало существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы и не потребовало дополнительных раскрытий.

#### Новые стандарты учета

В июле 2013 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2013-11 «*Отражение непризнанных налоговых выгод в случаях, когда есть суммы неиспользованного с прошлых лет убытка от операционной деятельности, налогового убытка или сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет*», которое уточняет раздел 740 Кодификации. Данное ОСУ устанавливает, что непризнанная налоговая выгода или ее часть должны отражаться в отчетности

как уменьшение отложенного налогового актива при наличии неиспользованных с прошлых лет убытков от операционной деятельности, налоговых убытков или сумм налоговых льгот, неиспользованных с прошлых лет. ОСУ № 2013-11 должно применяться в отношении будущих периодов для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2013 г. В настоящее время Группа оценивает влияние, оказываемое ОСУ № 2013-11, и считает, что оно не окажет существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

В марте 2013 г. Комитет по стандартам финансового учета опубликовал ОСУ № 2013-05 «*Учет курсовых разниц (Раздел 830)*», которое требует от компаний применения руководства из Подраздела 830-30, чтобы перенести накопленную трансляционную поправку в состав чистой прибыли в тот момент, когда у компании выбывают вложение в дочернее общество или группа активов, являющихся некоммерческой деятельностью или бизнесом за рубежом. Накопленная трансляционная поправка должна быть перенесена в состав чистой прибыли только, если продажа или переход права собственности приводит к полной или почти полной ликвидации зарубежной компании, к которой относилось выбывшее дочернее общество или группа активов. Дополнительно данное ОСУ поясняет, что продажа вложения в зарубежную компанию включает события, приводящие к потере контроля над зарубежной компанией, и события, которые приводят к тому, что приобретатель получает контроль над приобретаемой компанией, которая была зависимой непосредственно перед датой покупки (это также называется «ступенчатое приобретение»). В соответствии с этим, при наступлении вышеуказанных событий накопленная трансляционная поправка должна переходить в состав чистой прибыли. ОСУ № 2013-05 должно применяться в отношении будущих периодов для годовых и промежуточных отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2013 г. В настоящее время Группа оценивает влияние, оказываемое ОСУ № 2013-05, и считает, что оно не окажет существенного влияния на результаты деятельности, финансовое положение и денежные потоки Группы.

#### → ПРИМЕЧАНИЕ 3. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Денежные средства в рублях	260	571
Денежные средства в долларах США	1 120	1 816
Денежные средства в прочих иностранных валютах	241	403
Денежные средства в связанных банках в рублях	78	117
Денежные средства в связанных банках в прочих иностранных валютах	13	7
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>1 712</b>	<b>2 914</b>

→ ПРИМЕЧАНИЕ 4.  
НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

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

	2013	2012	2011
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	5	18	6
<b>Итого неденежные операции</b>	<b>5</b>	<b>18</b>	<b>6</b>

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

	2013	2012	2011
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	18 639	13 216	9 013
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	5	18	6
<b>Итого инвестиционная деятельность</b>	<b>18 644</b>	<b>13 234</b>	<b>9 019</b>

→ ПРИМЕЧАНИЕ 5.  
ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ЗА МИНУСОМ РЕЗЕРВА ПО СОМНИТЕЛЬНЫМ ДОЛГАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Дебиторская задолженность по торговым операциям (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 217 и 247 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	6 030	6 431
Текущая часть НДС и акциза к возмещению	1 518	1 862
Прочая текущая дебиторская задолженность (за минусом резерва по сомнительным долгам в размере 53 и 57 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	395	374
<b>Итого дебиторская задолженность за минусом резерва по сомнительным долгам</b>	<b>7 943</b>	<b>8 667</b>

→ ПРИМЕЧАНИЕ 6.  
ЗАПАСЫ

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Нефть и нефтепродукты	7 461	6 765
Материалы для добычи и бурения	411	387
Материалы для нефтепереработки	110	93
Прочие товары, сырье и материалы	819	853
<b>Итого запасы</b>	<b>8 801</b>	<b>8 098</b>

→ ПРИМЕЧАНИЕ 7.

ФИНАНСОВЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Финансовые вложения в зависимые компании и совместные предприятия, учитываемые по методу долевого участия	2 872	2 794
Долгосрочные кредиты, выданные зависимым компаниям и совместным предприятиям, учитываемым по методу долевого участия	1 369	1 312
Прочие долгосрочные финансовые вложения	14	18
<b>Итого долгосрочные финансовые вложения</b>	<b>4 255</b>	<b>4 124</b>

*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.

	2013		2012		2011	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Выручка от реализации	29 821	3 011	29 618	4 160	32 770	4 777
Прибыль до налога на прибыль	13 572	848	13 617	945	13 832	1 005
Минус налог на прибыль	(4 414)	(273)	(5 387)	(427)	(4 241)	(315)
<b>Чистая прибыль</b>	<b>9 158</b>	<b>575</b>	<b>8 230</b>	<b>518</b>	<b>9 591</b>	<b>690</b>

	По состоянию на 31 декабря 2013		По состоянию на 31 декабря 2012	
	Всего	Доля Группы	Всего	Доля Группы
Оборотные активы	6 352	924	6 399	983
Основные средства	21 105	4 260	18 738	4 015
Прочие внеоборотные активы	572	169	523	167
<b>Итого активы</b>	<b>28 029</b>	<b>5 353</b>	<b>25 660</b>	<b>5 165</b>
Краткосрочные займы и кредиты	1 241	334	1 182	277
Прочие краткосрочные обязательства	3 525	454	3 409	496
Долгосрочные займы и кредиты	7 949	1 409	7 717	1 256
Прочие долгосрочные обязательства	1 574	284	1 406	342
<b>Чистые активы</b>	<b>13 740</b>	<b>2 872</b>	<b>11 946</b>	<b>2 794</b>

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» переоформило 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 компании ООО «Башнефть-Полюс» прав недропользования.

→ ПРИМЕЧАНИЕ 8.

ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА, СВЯЗАННЫЕ С ОКОНЧАНИЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТИВОВ

	Первоначальная стоимость		Остаточная стоимость	
	по состоянию на 31 декабря 2013	по состоянию на 31 декабря 2012	по состоянию на 31 декабря 2013	по состоянию на 31 декабря 2012
Разведка и добыча:				
Россия	72 944	61 541	47 957	39 391
За рубежом	12 770	9 700	10 052	7 487
<b>Итого</b>	<b>85 714</b>	<b>71 241</b>	<b>58 009</b>	<b>46 878</b>
Переработка, торговля, сбыт и нефтехимия:				
Россия	14 684	13 182	8 631	7 841
За рубежом	10 577	10 297	7 274	7 375
<b>Итого</b>	<b>25 261</b>	<b>23 479</b>	<b>15 905</b>	<b>15 216</b>
Энергетика и прочие виды деятельности:				
Россия	5 655	5 621	4 285	4 501
За рубежом	411	429	267	288
<b>Итого</b>	<b>6 066</b>	<b>6 050</b>	<b>4 552</b>	<b>4 789</b>
<b>Итого основные средства</b>	<b>117 041</b>	<b>100 770</b>	<b>78 466</b>	<b>66 883</b>

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 результате проведенного теста в 2013 г. Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в сумме 941 млн долл. США, в том числе 510 млн долл. США относящихся к Южно-Хыльчюускому нефтяному месторождению в Тимано-Печорском регионе России, в связи с пересчетом геологических моделей.

Признание убытка от обесценения активов в сегменте переработка, торговля и сбыт в сумме 178 млн долл. США связано с ухудшившимися рыночными условиями.

Компания признала убыток от обесценения активов ООО «Карпатнефтехим», нефтехимического завода, расположенного на Украине, в сумме 411 млн долл. США в связи с неблагоприятной экономической конъюнктурой.

Компания также признала убыток от обесценения активов ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», энергетической компании расположенной в Европейской части России, в сумме 270 млн долл. США в связи с неблагоприятной ситуацией, сложившейся на рынке электроэнергетики на юге России.

В 2011 г. Компания признала убытки от обесценения активов разведки и добычи на Южно-Хыльчюуском нефтяном месторождении в сумме 1 175 млн долл. США, а также от обесценения основных средств, относящихся к сегменту переработки, торговли и сбыта за рубежом, в сумме 175 млн долл. США.

Ниже 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
<b>2013</b>			
Основные средства	374	374	1 800
<b>2012</b>			
Основные средства	–	–	–
<b>2011</b>			
Основные средства	1 195	1 195	1 350

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. обязательства, связанные с окончанием использования активов, составили 2 769 млн долл. США и 2 200 млн долл. США соответственно.

Из них 5 млн долл. США включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на каждую отчетную дату.

Ниже приводятся изменения обязательств, связанных с окончанием использования активов, в течение 2013 и 2012 гг.

	2013	2012
Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 1 января	2 200	2 126
Расход от начисления обязательств	181	172
Новые обязательства	814	147
Изменения в оценке существующих обязательств	(270)	(263)
Расходы по существующим обязательствам	(4)	(5)
Выбытие имущества	(2)	(10)
Курсовая разница и прочие корректировки	(150)	33
<b>Обязательства, связанные с окончанием использования активов, по состоянию на 31 декабря</b>	<b>2 769</b>	<b>2 200</b>

Обязательства, связанные с окончанием использования активов, начисленные в течение 2013 и 2012 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 2013, 2012 и 2011 гг. составило:

	2013	2012	2011
Остаток на 1 января	524	542	478
Поступления в связи с ожиданием признания доказанных запасов	62	25	97
Списано на расходы	(92)	–	–
Перенос в связи с признанием доказанных запасов	(24)	(43)	(33)
<b>Остаток на 31 декабря</b>	<b>470</b>	<b>524</b>	<b>542</b>

Сроки нахождения на балансе капитализированных разведочных скважин в консервации:

	По состоянию на 31 декабря		
	2013	2012	2011
<b>Стоимость разведочных скважин, капитализированных на балансе:</b>			
в течение одного года и менее	56	21	78
в течение двух лет	11	66	144
в течение трех лет	66	133	72
в течение четырех лет	41	67	82
в течение пяти и более лет	296	237	166
более одного года	414	503	464
<b>Итого стоимость капитализированных разведочных скважин</b>	<b>470</b>	<b>524</b>	<b>542</b>
Количество проектов, в которых имеются разведочные скважины, капитализированные более одного года	7	8	14

Сроки нахождения на балансе разведочных скважин, капитализированных более одного года с момента окончания бурения, по состоянию на 31 декабря 2013 г.:

Название проекта (месторождения)	Регион	По состоянию на 31 декабря 2013	Годы, в течение которых были пробурены скважины
Блок А	Саудовская Аравия	255	2007–2010
Центрально-Астраханское	Европейская часть России	73	2007–2009
Индипенденс	Кот-д'Ивуар	66	2011
Арал	Узбекистан	9	2010–2012
Южно-Володарская площадь	Европейская часть России	5	2012
Джерское	Европейская часть России	3	2012
Лыаельская площадь	Европейская часть России	3	2007
<b>Итого 7 проектов</b>		<b>414</b>	

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 255 млн долл. США, которые относятся к двум месторождениям «Блока А» в Саудовской Аравии, представляя 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. Группа заключила контракт с международной инженерно-исследовательской компанией с целью поиска технического решения, которое позволит достичь максимальной производительности скважин для коммерциализации найденных запасов. В 2012 г. Группа и ее партнер по проекту согласовали подход к оценке запасов, соответствующие прогнозные уровни добычи, совместную позицию по коммерческим и маркетинговым вопросам, а также пути оптимизации затрат по проекту. В 2013 г. Группа провела встречу с представителями Министерства нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии. По итогам этой встречи руководство Группы приняло решение продолжить работы по проекту и начать подготовку к первому этапу оценки месторождения.

Капитализированные затраты на бурение разведочных скважин в сумме 73 млн долл. США, которые относятся к Центрально-Астраханскому газовому месторождению в Европейской части России, представляют собой затраты на бурение одной разведочной скважины. На период 2014–2015 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 начали работы по оценке запасов. В 2013 г. была пробурена одна оценочная скважина, показавшая наличие запасов на месторождении. В 2014 г. планируется пробурить еще одну оценочную скважину.

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 2013 и 2012 гг. приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Амортизируемые нематериальные активы		
Программное обеспечение	382	419
Лицензии и прочие нематериальные активы	311	276
Деловая репутация	607	1 269
<b>Итого деловая репутация и прочие нематериальные активы</b>	<b>1 300</b>	<b>1 964</b>

Вся деловая репутация относится к сегменту «Переработка, торговля и сбыт». В 2013 г. Компания признала убыток от обесценения деловой репутации в сумме 646 млн долл. США, относящейся к приобретению нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ», в связи с изменившимися экономическими условиями. Были также другие незначительные изменения

в деловой репутации, относящиеся к сегменту переработки, торговли и сбыта за рубежом, в сумме 16 млн долл. США. Справедливая стоимость комплекса «ИСАБ» и иных тестируемых активов была определена путем дисконтирования ожидаемых денежных потоков.

→ ПРИМЕЧАНИЕ 11.

**КРАТКОСРОЧНЫЕ КРЕДИТЫ И ЗАЙМЫ И ТЕКУЩАЯ ЧАСТЬ ДОЛГОСРОЧНОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ**

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций	124	113
Краткосрочные кредиты и займы от связанных организаций	32	13
Текущая часть долгосрочной задолженности	1 182	532
<b>Итого краткосрочные займы и текущая часть долгосрочной задолженности</b>	<b>1 338</b>	<b>658</b>

Краткосрочные кредиты и займы от сторонних организаций являются необеспеченными и включают суммы 66 млн долл. США и 54 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 9 млн долл. США и 11 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 49 млн долл. США и 48 млн долл. США,

подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно. Средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. составляла 4,71% и 5,75% годовых соответственно.

→ ПРИМЕЧАНИЕ 12.

ДОЛГОСРОЧНАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО КРЕДИТАМ И ЗАЙМАМ

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций (включая кредиты банков на сумму 2 660 и 885 млн долл. США на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно)	2 662	1 287
Рублевые облигации со ставкой 7,40% и сроком погашения в 2013 г.	–	198
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	899	898
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 462	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 3,416% и сроком погашения в 2018 г.	1 500	–
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	597	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
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 4,563% и сроком погашения в 2023 г.	1 500	–
Долгосрочные обязательства по аренде	47	82
Общая сумма долгосрочной задолженности	10 665	6 495
Текущая часть долгосрочной задолженности	(1 182)	(532)
<b>Итого долгосрочная задолженность по кредитам и займам</b>	<b>9 483</b>	<b>5 963</b>

**Долгосрочные кредиты и займы**

Долгосрочные кредиты и займы от сторонних организаций включают суммы 2 121 млн долл. США и 1 037 млн долл. США, подлежащие уплате в долларах США, суммы 521 млн долл. США и 230 млн долл. США, подлежащие уплате в евро, а также суммы 20 млн долл. США и 20 млн долл. США, подлежащие уплате в прочих валютах, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно. Данные кредиты и займы имеют сроки погашения от 2014 до 2024 гг. Средневзвешенная процентная ставка по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. составляла 2,94% и 2,28% годовых соответственно. Часть долгосрочных кредитов и займов содержит финансовые ковенанты, выполнение которых обеспечивается Группой. Приблизительно 21% от суммы задолженности по долгосрочным кредитам и займам от сторонних организаций обеспечен экспортными поставками и основными средствами.

Компания имеет необеспеченный кредит, полученный от ОАО «Сбербанк России», с задолженностью в сумме 1 500 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 г. и датами погашения до 2018 г. Процентная ставка по данному кредиту составляет ЛИБОР (двенадцать месяцев) плюс 2,50% годовых.

Компания имеет необеспеченный кредит, организованный банками ING Bank, a branch of ING-DIBA AG, Societe Generale, UniCredit Bank Austria AG, UniCredit S.p.A., BNP Paribas Fortis SA/NV, с задолженностью в сумме 337 млн долл. США

по состоянию на 31 декабря 2013 г. и датами погашения до 2023 г. Процентная ставка по данному кредиту составляет ЕВРИБОР (шесть месяцев) плюс 2,50% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банками Asian Development bank, BNP Paribas (Suisse), Credit Agricole Corporate and Investment bank, the Korea Development bank, Islamic Development bank, с задолженностью в сумме 289 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 г. и датами погашения до 2017 г. По данному кредиту, в зависимости от транша, применяется плавающая процентная ставка в размере ЛИБОР (три месяца) плюс 3,00%, ЛИБОР (три месяца) плюс 4,50% или фиксированная ставка в размере 6,08% годовых.

Компания Группы имеет обеспеченный кредит, организованный банками Bank of China Limited, Industrial and Commercial Bank of China (London), Sumitomo Mitsui Banking Corporation, с задолженностью в сумме 100 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 г. и датами погашения до 2018 г. Процентная ставка по данному кредиту составляет ЛИБОР (три месяца) плюс 3,00% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения, процентные ставки по которым фиксированы, с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2013 г. составила 5 млн долл. США с датами погашения до 2023 г. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 2,92% годовых.

Группа имеет другие кредитные соглашения с плавающими процентными ставками с различными банками и организациями. Сумма таких заимствований по состоянию на 31 декабря 2013 г. составила 431 млн долл. США с датами погашения до 2024 г. Средневзвешенная процентная ставка по этим заимствованиям составляет 1,66% 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. Они были размещены по номинальной стоимости. Облигации конвертируются в АДР Компании (одна АДР равна одной обыкновенной акции Компании) и на 31 декабря 2013 г. цена конвертации составляла 69,39 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 апреле 2013 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 3 млрд долл. США. Первый транш стоимостью 1,5 млрд долл. США был размещен со сроком погашения 5 лет и купонной доходностью 3,416% годовых. Второй транш стоимостью 1,5 млрд долл. США был размещен со сроком погашения 10 лет и купонной доходностью 4,563% годовых. Оба транша были размещены по номинальной стоимости и имеют полугодовой купон.

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 стоимостью 800 млн долл. США был размещен по цене 99,081% от номинальной стоимости облигаций с итоговой доходностью 6,250%. Второй транш стоимостью 200 млн долл. США был размещен по цене 102,44% от номинальной стоимости с итоговой доходностью 5,80%. Все облигации имеют полугодовой купон.

В ноябре 2009 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 1,5 млрд долл. США. Первый транш 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 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%. Все облигации 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 2006 г. Компания выпустила 6 млн штук неконвертируемых облигаций номинальной стоимостью 1 000 руб. за облигацию. Облигации были размещены по номинальной стоимости со сроком обращения 7 лет и ставкой купона 7,40% годовых. По облигациям выплачивался полугодовой купон. В декабре 2013 г. Компания погасила все выпущенные облигации в соответствии с условиями их выпуска.

#### **Период погашения долгосрочных кредитов**

Суммы долгосрочных долговых обязательств, подлежащие погашению в течение последующих пяти лет, включая текущую часть долгосрочной задолженности, составляют 1 182 млн долл. США в 2014 г., 1 708 млн долл. США в 2015 г., 218 млн долл. США в 2016 г., 638 млн долл. США в 2017 г., 3 090 млн долл. США в 2018 г. и 3 829 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 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 2013 и 2012 гг., а также в течение 2013, 2012 и 2011 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 2011 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 соответствующие требования 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 он 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.

	2013	2012	2011
В России	11 387	12 458	12 561
За рубежом	(929)	1 265	558
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>	<b>10 458</b>	<b>13 723</b>	<b>13 119</b>

Составляющие налога на прибыль представлены ниже.

	2013	2012	2011
Текущий налог на прибыль			
В России	1 608	2 178	2 159
За рубежом	443	560	519
<b>Итого текущий налог на прибыль</b>	<b>2 051</b>	<b>2 738</b>	<b>2 678</b>
Отложенный налог на прибыль			
В России	804	131	581
За рубежом	(24)	(71)	34
<b>Итого отложенный налог на прибыль</b>	<b>780</b>	<b>60</b>	<b>615</b>
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>2 831</b>	<b>2 798</b>	<b>3 293</b>

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

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.

	2013	2012	2011
Прибыль до налогообложения	10 458	13 723	13 119
Условная сумма налога по установленной в России ставке	2 091	2 745	2 624
Увеличение (уменьшение) суммы налога на прибыль вследствие:			
расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу	900	227	693
влияния различия налоговых ставок за рубежом	(67)	(60)	169
влияния различия региональных налоговых ставок в России	(242)	(311)	(328)
изменения величины оценочного резерва	149	197	135
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>2 831</b>	<b>2 798</b>	<b>3 293</b>

В состав налогов (кроме налога на прибыль) входят:

	2013	2012	2011
Налог на добычу полезных ископаемых	12 410	12 354	11 594
Социальные налоги и отчисления	640	604	587
Налог на имущество	571	535	573
Прочие налоги и отчисления	182	173	164
<b>Итого налоги (кроме налога на прибыль)</b>	<b>13 803</b>	<b>13 666</b>	<b>12 918</b>

Отложенный налог на прибыль включен в следующие статьи консолидированного баланса:

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Прочие оборотные активы	71	153
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	684	569
Прочие краткосрочные обязательства	(325)	(284)
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	(4 724)	(3 651)
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(4 294)</b>	<b>(3 213)</b>

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

	По состоянию на 31 декабря	
	2013	2012
Дебиторская задолженность	4	5
Долгосрочные обязательства	539	399
Запасы	9	6
Основные средства	311	344
Кредиторская задолженность	4	9
Перенос убытков прошлых периодов	1 003	758
Прочие	128	195
<b>Всего активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>1 998</b>	<b>1 716</b>
Минус оценочный резерв	(899)	(750)
<b>Активы по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>1 099</b>	<b>966</b>
Основные средства	(4 911)	(3 751)
Кредиторская задолженность	(24)	(12)
Дебиторская задолженность	(5)	(2)
Долгосрочная кредиторская задолженность	(33)	(39)
Запасы	(107)	(103)
Финансовые вложения	(53)	(38)
Прочие	(260)	(234)
<b>Обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(5 393)</b>	<b>(4 179)</b>
<b>Чистые обязательства по отложенному налогу на прибыль</b>	<b>(4 294)</b>	<b>(3 213)</b>

В результате приобретения новых компаний в течение 2013 г. Группа признала чистое обязательство по отложенному налогу на прибыль в размере 466 млн долл. США.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. нераспределенная прибыль зарубежных дочерних компаний включала сумму 19 413 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 2013 и 2012 гг. экономической выгоды от восстановления вычитаемых временных разниц и убытков прошлых лет (за минусом оценочного резерва).

По состоянию на 31 декабря 2013 г. сумма накопленных убытков Группы от основной деятельности для целей налогообложения составила 1 905 млн долл. США, из которых 90 млн долл. США должны быть использованы в 2014 г., 84 млн долл. США – до конца 2015 г., 106 млн долл. США – до конца 2016 г., 88 млн долл. США – до конца 2017 г., 58 млн долл. США – до конца 2018 г., 57 млн долл. США – до конца 2019 г., 57 млн долл. США – до конца 2020 г., 1 млн долл. США – до конца 2021 г., 1 млн долл. США – до конца 2022 г., 1 млн долл. США – до конца 2023 г., 24 млн долл. США – до конца 2036 г. и 1 338 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 пенсионного плана основывается на выслуге лет и размере оклада по состоянию на конец 2003 г., а также на полученных за период работы наградах. Другой вид пенсионного плана основывается на величине заработной платы. 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 2013 и 2012 гг. производилась независимым актуарием.

Ниже приводится оценка величины пенсионных обязательств, активов пенсионного плана по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. Приведенные ниже пенсионные обязательства представляют собой прогнозируемые обязательства пенсионного плана.

	2013	2012
<b>Пенсионные обязательства</b>		
Пенсионные обязательства на 1 января	294	260
Влияние курсовых разниц	(21)	17
Стоимость вклада текущего года службы	18	14
Процентные расходы	21	19
Изменения пенсионного плана	5	12
Актуарный убыток	(12)	18
Выплаченные пенсии	(40)	(45)
Прибыль от секвестра	(3)	(1)
Прочее	32	-
<b>Пенсионные обязательства на 31 декабря</b>	<b>294</b>	<b>294</b>
<b>Активы пенсионного плана</b>		
Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 1 января	120	105
Влияние курсовых разниц	(9)	7
Рентабельность активов пенсионного плана	6	8
Взносы компаний Группы	43	45
Выплаченные пенсии	(40)	(45)
<b>Справедливая стоимость активов пенсионного плана на 31 декабря</b>	<b>120</b>	<b>120</b>
Статус фондирования	(174)	(174)
<b>Суммы, отраженные в консолидированном балансе по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.</b>		
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочая долгосрочная кредиторская задолженность»	(157)	(158)
Начисленные пенсионные обязательства, включенные в статью «Прочие краткосрочные обязательства»	(17)	(16)

Далее представлены средние допущения, использованные для определения обязательств по пенсионному обеспечению, по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг.

	2013	2012
Ставка дисконтирования	7,70%	7,10%
Ставка роста заработной платы	7,12%	7,10%

Ниже приведены средние допущения, использованные для определения расходов по пенсионному обеспечению в 2013 и 2012 гг.

	2013	2012
Ставка дисконтирования	7,10%	7,80%
Ставка роста заработной платы	7,10%	7,30%
Расчетная рентабельность активов пенсионного плана	8,14%	8,63%

Суммы, включенные в прочий накопленный совокупный убыток (до налогообложения) по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. и не признанные в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение, приведены ниже.

	2013	2012
Стоимость вклада предыдущей службы	51	59
Чистый убыток	15	21
<b>Итого затраты</b>	<b>66</b>	<b>80</b>

Суммы, включенные в прочий совокупный убыток в течение 2013 и 2012 гг.

	2013	2012
Дополнительная (прибыль) убыток за период	(6)	15
Дополнительная стоимость вклада предыдущей службы от изменения пенсионного плана	4	10
Переклассифицированная амортизация вклада предыдущей службы	(12)	(10)
<b>Чистая сумма, признанная за период</b>	<b>(14)</b>	<b>15</b>

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 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	
	2013	2012
Еврооблигации	7%	8%
Российские корпоративные облигации	25%	4%
Депозиты в банках	54%	74%
Акции в инвестиционных фондах	12%	11%
Денежные средства	1%	1%
Прочие активы	1%	2%
	100%	100%

Инвестиционная стратегия НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ» предусматривает достижение максимальной инвестиционной доходности при условии гарантирования основной суммы инвестирования. Стратегия заключается в инвестировании на среднесрочную перспективу при поддержании необходимого уровня ликвидности путем рационального размещения активов. Инвестиционная политика включает в себя правила и ограничения, позволяющие избегать концентрации инвестиций.

Инвестиционный портфель в основном состоит из депозитов в банках 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.

	2013	2012	2011
Пенсии, заработанные в течение года	18	14	15
Процентные расходы	21	19	22
Минус расчетная рентабельность активов пенсионного плана	(9)	(9)	(10)
Амортизация стоимости прошлых услуг	15	13	17
Прибыль от секвестра	(2)	–	(2)
<b>Итого расходы за период</b>	<b>43</b>	<b>37</b>	<b>42</b>

Общий взнос работодателя в 2014 г. ожидается в размере 33 млн долл. США. Сумма 17 млн долл. США (до налогообложения) включена в прочий совокупный доход, ее признание ожидается в 2014 г. в составе чистых расходов на пенсионное обеспечение.

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

	2014	2015	2016	2017	2018	За годы 2014–2018	За годы 2019–2023
Пенсионные выплаты	25	16	16	16	16	89	72
Прочие долгосрочные выплаты работникам	17	15	14	13	13	72	55
<b>Итого предполагаемые выплаты</b>	<b>42</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>161</b>	<b>127</b>

→ ПРИМЕЧАНИЕ 15.

АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ

*Обыкновенные акции*

	По состоянию на 31 декабря 2013 (тыс. штук)	По состоянию на 31 декабря 2012 (тыс. штук)
Зарегистрировано и выпущено по номинальной стоимости 0,025 руб. за штуку	850 563	850 563
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(95 697)	(95 697)
<b>Акции в обращении</b>	<b>754 866</b>	<b>754 866</b>

*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 2013, 2012 и 2011 гг. чистая прибыль Компании за эти годы составляла 209 871 млн руб., 217 807 млн руб. и 271 934 млн руб. соответственно, что по курсу доллара США на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. составляло 6 412 млн долл. США, 7 171 млн долл. США и 8 446 млн долл. США соответственно.

На внеочередном Общем собрании акционеров, состоявшемся 30 сентября 2013 г., было принято решение о выплате промежуточных дивидендов по результатам первого полугодия

2013 г. в размере 50,00 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,55 долл. США. Задолженность по дивидендам в сумме 10 млн долл. США и 12 млн долл. США включена в статью «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированных балансов по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно.

На ежегодном Общем собрании акционеров, состоявшемся 27 июня 2013 г., было принято решение о выплате дивидендов за 2012 г. в размере 50,00 рублей на одну обыкновенную акцию, что на дату объявления дивидендов составляло 1,52 долл. США. 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. Таким образом, совокупный размер дивидендов за 2012 г. составил 90,00 рублей на одну обыкновенную акцию, что составило 2,82 долл. США.

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

### Прибыль на одну акцию

Базовая и разводненная прибыль на одну акцию за отчетные годы рассчитана следующим образом:

	2013	2012	2011
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	7 832	11 004	10 357
Плюс проценты и начисления по конвертируемым облигациям в долларах США со ставкой 2,625% годовых и сроком погашения в 2015 г. (за вычетом налога по действующей ставке)	65	64	63
Итого разводненная чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»	7 897	11 068	10 420
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении (тыс. штук)	754 866	760 588	778 964
Плюс собственные акции для целей конвертирования облигаций (тыс. штук)	21 189	20 509	20 383
Средневзвешенное количество обыкновенных акций, находящихся в обращении, при условии разведения (тыс. штук)	776 055	781 097	799 347
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	10,38	14,47	13,30
разводненная прибыль	10,18	14,17	13,04

### → ПРИМЕЧАНИЕ 16.

#### ФИНАНСОВЫЕ И ПРОИЗВОДНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

##### Справедливая стоимость

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 2013 и 2012 гг. составляла 11 077 млн долл. США и 7 035 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 2013 г., у Группы 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 2013				По состоянию на 31 декабря 2012			
	Категория			Итого	Категория			Итого
	1	2	3		1	2	3	
<b>Активы</b>								
Товарные производные финансовые инструменты	–	645	–	645	–	417	–	417
<b>Итого активы</b>	–	645	–	645	–	417	–	417
<b>Обязательства</b>								
Товарные производные финансовые инструменты	–	(761)	–	(761)	–	(459)	–	(459)
<b>Итого обязательства</b>	–	(761)	–	(761)	–	(459)	–	(459)
<b>Чистые обязательства</b>	–	(116)	–	(116)	–	(42)	–	(42)

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 права 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 оценок по справедливой стоимости. 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 приведена ниже.

	По состоянию на 31 декабря 2013	По состоянию на 31 декабря 2012
<b>Активы</b>		
Дебиторская задолженность	645	417
<b>Обязательства</b>		
Кредиторская задолженность	(761)	(459)

Для показателей, указанных в данной таблице, метод учета операций хеджирования не применялся.

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 6 млн долл. США и кредиторская задолженность в сумме 122 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» и в течение 2013 и 2012 гг. составили чистый убыток в сумме 200 млн долл. США (из которых реализованный убыток составил 132 млн долл. США, нерезализованный убыток – 68 млн долл. США) и чистый убыток в сумме 321 млн долл. США (из которых реализованный убыток составил 300 млн долл. США и нерезализованный убыток – 21 млн долл. США) соответственно.

Для каждой трейдинговой компании Группы определяется предельный объем незахеджированных товарных позиций с фиксированной ценой, основанный на сочетании ограничения количества и рисков сумм. Чистая товарная позиция Группы оценивается ежедневно.

Финансовые и товарные производные контракты подвержены ценовым колебаниям. Эти колебания обычно компенсируются ценой хеджируемых базовых позиций. Будущие изменения рыночных цен определенных финансовых инструментов могут привести к внебалансовым рискам, превышающим суммы, отраженные в консолидированных балансах.

#### **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 выборочно Группа

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 2013 г. была незначительной.

Влияние производных финансовых инструментов по валютным операциям на консолидированный отчет о совокупном доходе за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2013 г., было незначительным. Сальдо по незакрытым валютным своп контрактам по состоянию на 31 декабря 2013 г. также было незначительным.

#### **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, 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 незначительный 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 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 2013 г. у Группы отсутствовали производные финансовые инструменты с такими свойствами в отношении кредитных рисков, которые отражались бы как обязательства. Группа отразила 3 млн долл. США как обеспечение для внебиржевых производных контрактов. Если бы по состоянию на 31 декабря 2013 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 25 млн долл. США.

#### → ПРИМЕЧАНИЕ 17.

##### ПРИБРЕТЕНИЕ НОВЫХ КОМПАНИЙ

В декабре 2013 г., получив одобрение европейских регулирующих органов, Группа приобрела оставшуюся 20% -ю долю в совместном предприятии по управлению нефтеперерабатывающим комплексом «ИСАБ» (Приоло, Италия) за 426 млн евро (около 583 млн долл. США) после окончательных корректировок, увеличив таким образом свою долю в совместном предприятии с 80% до 100%. Сделка была совершена в соответствии с условиями, определенными первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Данное соглашение предоставляло второму участнику – компании «ERG S.p.A.» пут-опцион по поэтапной продаже Группе всей его доли в данном совместном предприятии. Группа получила контроль над совместным предприятием в сентябре 2012 г., когда в рамках соглашения приобрела 20% акций совместного предприятия за 494 млн евро (около 621 млн долл. США) и увеличила свою долю до 80%. 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.

В апреле 2013 г., получив одобрение Федеральной антимонопольной службы, в рамках стратегии роста объемов добычи нефти на территории России Компания приобрела 100% акций ЗАО «Самара-Нафта» за 2,1 млрд долл. США после окончательных корректировок. ЗАО «Самара-Нафта» занимается разведкой и добычей углеводородов в Самарской и Ульяновской областях Российской Федерации. В качестве предварительного распределения стоимости приобретения Группа признала 2 384 млн долл. США основных средств, 183 млн долл. США оборотных активов, 311 млн долл. США обязательств по отложенному налогу на прибыль и 142 млн долл. США краткосрочных обязательств.

В апреле-мае 2013 г. компании Группы приобрели оставшиеся 50% акций ЗАО «Кама-ойл» за 400 млн долл. США, увеличив долю Группы до 100%. В результате данного приобретения Группа получила контроль над ЗАО «Кама-ойл», занимающимся разведкой и добычей углеводородов в Пермском крае Российской Федерации, и консолидировала его.

#### → ПРИМЕЧАНИЕ 18.

##### УСЛОВНЫЕ СОБЫТИЯ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

###### *Капитальные затраты, геолого-разведочные и инвестиционные программы*

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

В феврале 2013 г. Группа приступила к строительству комплекса глубокой переработки вакуумного газойля на площадке ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». Окончание строительства запланировано на конец 2015 г. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных со строительством комплекса, оценивается в 1 328 млн долл. США.

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. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по этому соглашению оценивается в 518 млн долл. США.

Группа имеет обязательства, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции, в размере 318 млн долл. США в течение последующих 24 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с компанией EDC Group Advisory Company Limited на 2013-2015 гг., по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства, которая ежегодно пересматривается. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных со строительством, по данному соглашению в течение 2014 г. оценивается в 1 482 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства, которая ежегодно пересматривается. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по данному соглашению в 2014 г. оценивается в 215 млн долл. США.

Группа подписала несколько соглашений на 2013-2015 гг. на строительство платформ на шельфе Каспийского моря. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер этих обязательств оценивается в 1 371 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. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер этих обязательств оценивается в 87 млн долл. США.

#### **Обязательства по операционной аренде**

Компании Группы имеют обязательства, относящиеся в основном к операционной аренде автозаправочных станций и морских судов, в размере 453 млн долл. США. Расходы по операционной аренде составили 295 млн долл. США, 218 млн долл. США и 175 млн долл. США в течение 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

Обязательства по выплате минимальных платежей по данной аренде по состоянию на 31 декабря 2013 г. представлены следующим образом:

	По состоянию на 31 декабря 2013
2014 финансовый год	154
2015 финансовый год	82
2016 финансовый год	57
2017 финансовый год	43
2018 финансовый год	37
последующие годы	80

#### **Страхование**

Рынок страховых услуг в Российской Федерации и в некоторых других регионах деятельности Группы находится на стадии развития. Руководство Группы считает, что она 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 ее деятельность и 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 определяется, резерв по ним начисляется сразу в составе прибылей или 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 на прочие социальные нужды. Объем подобного финансирования определяется руководством Группы на регулярной основе и капитализируется (в объеме, предполагающем получение Группой в будущем экономической выгоды от использования) 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 осуществляет налоговое планирование и принимает управленческие решения на основании законодательства, существующего 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. Archangel Diamond Corporation (далее – АДК), канадская алмазодобывающая компания, подала иск в Окружной суд города Денвер, штат Колорадо, против ОАО «Архангельскгеолодобыча» (далее – АГД), компании Группы, и Компании (далее – Ответчики). АДК заявила, 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. Однако, 21 ноября 2005 г. в связи с допущенной процессуальной ошибкой Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо, а Апелляционный суд штата Колорадо, в свою очередь, вернул дело в Окружной суд. 20 октября 2011 г. Окружной суд города Денвер вынес решение об оставлении без рассмотрения всех исковых требований к Компании в связи с отсутствием юрисдикции. Данное решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 23 августа 2012 г. 1 июля 2013 г. Верховный суд штата Колорадо отказал в удовлетворении поданного АДК ходатайства об истребовании дела из нижестоящего суда в вышестоящий. Дело в суде штата завершено.

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. АДК подала апелляцию против приостановления истребования информации. Слушание в Окружном суде округа состоялось 19 ноября 2013 г. Решение суда ожидается в ближайшее время. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать свою 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 19.

**ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ**

В условиях быстрого развития бизнеса в России предприятия и физические лица зачастую использовали в процессе совершения сделок услуги номинальных держателей и компаний-посредников. Высшее руководство Компании считает, что в сложившихся условиях у Группы существуют соответствующие процедуры определения и надлежащего раскрытия информации об операциях со связанными сторонами и что Группа раскрыла всю выявленную информацию об отношениях со связанными сторонами, которая представляется значительной. Операции со связанными сторонами по реализации и приобретению нефти и нефтепродуктов осуществлялись в основном с зависимыми компаниями. 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 консолидированной финансовой отчетности. Прочие операции со связанными сторонами также раскрыты в примечаниях 3, 7, 11 и 20.

Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов связанным сторонам составила 487 млн долл. США, 1 038 млн долл. США и 1 298 млн долл. США в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

Выручка от прочей реализации связанным сторонам составила 62 млн долл. США, 50 млн долл. США и 54 млн долл. США в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

Приобретение нефти и нефтепродуктов у связанных сторон составило 1 426 млн долл. США, 1 368 млн долл. США и 1 022 млн долл. США в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

Связанными сторонами в течение 2013, 2012 и 2011 гг. были оказаны услуги по процессингу на сумму 228 млн долл. США, 702 млн долл. США и 901 млн долл. США соответственно.

Прочие закупки от связанных сторон составили 195 млн долл. США, 92 млн долл. США и 73 млн долл. США в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно.

Дебиторская задолженность связанных сторон перед Группой, включая краткосрочные займы и авансы, составляла 470 млн долл. США и 496 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно. Задолженность Группы перед связанными сторонами составляла 176 млн долл. США и 159 млн долл. США по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. соответственно.

→ ПРИМЕЧАНИЕ 20.

**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 данной программы Группа признавала обязательство, определенное на основе ожидаемых дивидендов и количества условно закрепленных акций. Вторая часть программы условных акций первоначально была классифицирована как часть акционерного капитала. В 2012 г. в программу были внесены затрагивающие всех участников изменения, которые привели к необходимости переклассификации ее второй части в состав обязательств. Обязательство по второй части программы было погашено в январе-апреле 2013 г.

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.

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

Вторая часть программы была классифицирована как обязательство. Справедливая стоимость данной части программы на дату ее введения и отчетную дату была определена в сумме 249 млн долл. США и 229 млн долл. США соответственно и была рассчитана с использованием модели опционного ценообразования Блэка-Шоулза-Мертон. В расчете справедливой стоимости на отчетную дату были использованы: безрисковая процентная ставка, равная 7,0% годовых; ожидаемая дивидендная доходность,

равная 4,67% годовых; срок до окончания программы – четыре года; фактор волатильности, равный 16,8%. Ожидаемый фактор волатильности был определен на основе данных исторической волатильности акций Компании в течение семилетнего периода до января 2013 г.

Расходы по данным программам составили 109 млн долл. США, 182 млн долл. США и 137 млн долл. США за 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно, из которых 98 млн долл. США были признаны в качестве увеличения добавочного капитала в 2011 г. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 гг. 52 млн долл. США и 380 млн долл. США соответственно были включены в состав статьи «Прочие краткосрочные обязательства» консолидированного баланса.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. существуют непризнанные расходы в сумме 183 млн долл. США, по которым безусловное право на вознаграждение еще не получено. Данные расходы Группа предполагает признавать постепенно до декабря 2017 г.

#### → ПРИМЕЧАНИЕ 21. СЕГМЕНТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже представлена информация о производственных и географических сегментах деятельности Группы за 2013, 2012

и 2011 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

2013	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	2 900	135 189	1 681	1 573	109	–	141 452
Межсегментная деятельность	43 555	1 686	302	1 779	3 205	(50 527)	–
Итого выручка от реализации	46 455	136 875	1 983	3 352	3 314	(50 527)	141 452
Операционные расходы	5 759	3 718	784	2 156	2 730	(5 061)	10 086
Износ и амортизация	3 698	1 545	66	362	118	(33)	5 756
Расходы по процентам	719	527	46	103	712	(1 619)	488
Налог на прибыль	1 640	1 146	35	(60)	(5)	75	2 831
Чистая прибыль (чистый убыток)	7 528	1 166	(501)	(415)	(224)	278	7 832
Итого активы	80 182	71 883	665	4 098	20 744	(68 133)	109 439
Капитальные затраты	11 808	2 715	113	285	513	–	15 434

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

2012	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 471	132 798	1 362	1 411	129	-	139 171
Межсегментная деятельность	43 998	1 845	307	1 557	2 926	(50 633)	-
Итого выручка от реализации	47 469	134 643	1 669	2 968	3 055	(50 633)	139 171
Операционные расходы	5 245	3 579	568	1 867	2 299	(4 199)	9 359
Износ и амортизация	3 085	1 347	65	248	124	(37)	4 832
Расходы по процентам	854	698	47	73	557	(1 691)	538
Налог на прибыль	1 935	696	57	34	52	24	2 798
Чистая прибыль (чистый убыток)	8 447	3 518	(279)	(278)	(363)	(41)	11 004
Итого активы	68 058	69 769	1 166	4 530	20 512	(65 074)	98 961
Капитальные затраты	8 973	2 007	90	503	277	-	11 850

2011	Разведка и добыча	Переработка, торговля и сбыт	Нефтехимия	Энергетика	Прочие	Исключения	Итого
Выручка от реализации							
Сторонние организации	3 801	126 313	1 944	1 472	120	-	133 650
Межсегментная деятельность	41 416	1 910	500	1 520	2 467	(47 813)	-
Итого выручка от реализации	45 217	128 223	2 444	2 992	2 587	(47 813)	133 650
Операционные расходы	4 377	3 920	459	2 098	2 029	(3 828)	9 055
Износ и амортизация	2 896	1 217	63	224	129	(56)	4 473
Расходы по процентам	741	711	20	47	505	(1 330)	694
Налог на прибыль	2 109	1 057	43	(5)	10	79	3 293
Чистая прибыль (чистый убыток)	6 742	3 610	(27)	(127)	(370)	529	10 357
Итого активы	60 838	61 792	1 488	4 220	21 201	(58 347)	91 192
Капитальные затраты	6 677	1 306	89	196	224	-	8 492

*Географические сегменты*

	2013	2012	2011
Реализация нефти на территории России	3 071	1 634	1 571
Экспорт нефти и реализация нефти зарубежными дочерними компаниями	24 270	26 036	32 522
Реализация нефтепродуктов на территории России	17 476	16 803	15 242
Экспорт нефтепродуктов и реализация нефтепродуктов зарубежными дочерними компаниями	87 796	86 604	76 335
Реализация продуктов нефтехимии в России	886	418	914
Экспорт продуктов нефтехимии и реализация продуктов нефтехимии зарубежными дочерними компаниями	936	992	1 095
Прочая реализация на территории России	3 475	3 281	3 213
Прочая реализация на экспорт и прочая реализация зарубежными дочерними компаниями	3 542	3 403	2 758
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>141 452</b>	<b>139 171</b>	<b>133 650</b>

2013	Россия	За рубежом	Исключения	Итого
Выручка от реализации				
Сторонние организации	26 552	114 900	–	141 452
Межсегментная деятельность	39 193	151	(39 344)	–
<b>Итого выручка от реализации</b>	<b>65 745</b>	<b>115 051</b>	<b>(39 344)</b>	<b>141 452</b>
Операционные расходы	8 117	2 048	(79)	10 086
Износ и амортизация	4 607	1 149	–	5 756
Расходы по процентам	34	547	(93)	488
Налог на прибыль	2 390	419	22	2 831
Чистая прибыль (чистый убыток)	8 724	(1 234)	342	7 832
Итого активы	87 469	37 176	(15 206)	109 439
Капитальные затраты	10 859	4 575	–	15 434

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
Износ и амортизация	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
Износ и амортизация	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

Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает продажи в Швейцарии на сумму 66 070 млн долл. США, 67 057 млн долл. США и 66 884 млн долл. США в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. Реализация Группой сторонним компаниям за рубежом включает также продажи в США на сумму 12 865 млн долл. США, 12 649 млн долл. США и 9 496 млн долл. США в 2013, 2012 и 2011 гг. соответственно. Эти суммы отнесены к отдельным странам на основе страны регистрации дочерних компаний, которые произвели данные продажи.

→ ПРИМЕЧАНИЕ 22.  
СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОЙ ДАТЫ

В соответствии с требованиями раздела 855 «События после отчетной даты» Кодификации Группа оценивала события после отчетной даты до даты, когда консолидированная финансовая отчетность была готова к публикации. Таким образом, события после отчетной даты оценивались до 17 февраля 2014 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, учитываемых по методу долевого участия.

→ I. КАПИТАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

По состоянию на 31 декабря 2013 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Недоказанные запасы нефти и газа	1 450	3 441	4 891	635
Доказанные запасы нефти и газа	11 320	69 341	80 661	2 493
Накопленные износ и амортизация	(2 718)	(24 923)	(27 641)	(973)
Чистые капитализированные затраты	10 052	47 859	57 911	2 155

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	59 054	67 609	2 436
Накопленные износ и амортизация	(2 213)	(22 150)	(24 363)	(838)
Чистые капитализированные затраты	7 487	39 297	46 784	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	52 891	60 370	2 315
Накопленные износ и амортизация	(1 762)	(19 656)	(21 418)	(718)
Чистые капитализированные затраты	6 376	34 427	40 803	1 763

→ II. ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЗАПАСОВ, ИХ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБОТКУ

2013	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Затраты на приобретение запасов				
доказанные запасы	–	2 200	2 200	–
недоказанные запасы	15	1 914	1 929	10
Затраты на геологоразведку	234	543	777	18
Затраты на разработку	3 234	7 782	11 016	162
<b>Итого затраты</b>	<b>3 483</b>	<b>12 439</b>	<b>15 922</b>	<b>190</b>

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	6 560	8 181	490
<b>Итого затраты</b>	<b>1 899</b>	<b>8 022</b>	<b>9 921</b>	<b>506</b>

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	4 774	5 742	123
<b>Итого затраты</b>	<b>1 545</b>	<b>5 337</b>	<b>6 882</b>	<b>131</b>

→ 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.

2013	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
<b>Доходы</b>				
Выручка от реализации	2 722	22 233	24 955	1 632
Передачи	–	17 776	17 776	49
<b>Итого доходы</b>	<b>2 722</b>	<b>40 009</b>	<b>42 731</b>	<b>1 681</b>
<b>Затраты</b>				
Затраты на добычу (не включая налоги)	(314)	(4 021)	(4 335)	(141)
Затраты на геологоразведку	(384)	(218)	(602)	(3)
Амортизация, износ и оценочные резервы	(544)	(3 150)	(3 694)	(140)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(352)	(23 092)	(23 444)	(527)
Налог на прибыль	(278)	(1 717)	(1 995)	(355)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>850</b>	<b>7 811</b>	<b>8 661</b>	<b>515</b>

2012	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
<b>Доходы</b>				
Выручка от реализации	2 910	23 011	25 921	1 728
Передачи	–	17 165	17 165	34
<b>Итого доходы</b>	<b>2 910</b>	<b>40 176</b>	<b>43 086</b>	<b>1 762</b>
<b>Затраты</b>				
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)	(2 568)	(3 068)	(126)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(399)	(24 247)	(24 646)	(564)
Налог на прибыль	(428)	(1 618)	(2 046)	(423)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>1 125</b>	<b>7 976</b>	<b>9 101</b>	<b>517</b>

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)

2011	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
<b>Доходы</b>				
Выручка от реализации	2 656	25 373	28 029	1 924
Передачи	–	14 107	14 107	14
<b>Итого доходы</b>	<b>2 656</b>	<b>39 480</b>	<b>42 136</b>	<b>1 938</b>
<b>Затраты</b>				
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)	(2 542)	(2 866)	(125)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(460)	(23 817)	(24 277)	(640)
Налог на прибыль	(531)	(1 824)	(2 355)	(407)
<b>Результаты деятельности по добыче нефти и газа</b>	<b>660</b>	<b>7 675</b>	<b>8 335</b>	<b>671</b>

→ 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 2013, 2012 и 2011 гг., а также их изменения представлены в таблицах ниже.

Млн барр.	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
<b>Нефть</b>				
1 января 2011 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
Пересмотр предыдущих оценок	11	(38)	(27)	(2)
Приобретение неизвлеченного сырья <sup>1</sup>	–	194	194	(7)
Увеличение / открытие новых запасов	14	585	599	7
Добыча	(24)	(640)	(664)	(20)
<b>31 декабря 2013 г.</b>	<b>392</b>	<b>12 831</b>	<b>13 223</b>	<b>238</b>
<b>Доказанные разрабатываемые запасы</b>				
31 декабря 2011 г.	197	8 397	8 594	178
31 декабря 2012 г.	136	8 241	8 377	160
<b>31 декабря 2013 г.</b>	<b>129</b>	<b>7 972</b>	<b>8 101</b>	<b>136</b>

<sup>1</sup> Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях включает в себя также перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. составляла 74 млн барр., 71 млн барр. и 163 млн барр. соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных разрабатываемых запасах по состоянию

на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. составляла 40 млн барр., 43 млн барр. и 96 млн барр. соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций относится главным образом к запасам на территории Российской Федерации.

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)

Млрд куб. фут	Дочерние компании			Доля в зависимых компаниях
	За рубежом	Россия	Итого	
<b>Газ</b>				
1 января 2011 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
Пересмотр предыдущих оценок	325	529	854	17
Приобретение неизвлеченного сырья <sup>1</sup>	–	9	9	(2)
Увеличение / открытие новых запасов	–	168	168	3
Добыча	(247)	(618)	(865)	(29)
<b>31 декабря 2013 г.</b>	<b>5 823</b>	<b>17 565</b>	<b>23 388</b>	<b>254</b>
<b>Доказанные разрабатываемые запасы</b>				
31 декабря 2011 г.	3 250	6 065	9 315	163
31 декабря 2012 г.	2 505	6 066	8 571	156
<b>31 декабря 2013 г.</b>	<b>1 476</b>	<b>5 942</b>	<b>7 418</b>	<b>129</b>

<sup>1</sup> Приобретение неизвлеченного сырья в зависимых компаниях включает в себя также перемещение запасов в консолидируемую группу, после того как эти зависимые компании становятся дочерними.

Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных запасах по состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. составляла 26 млрд куб. фут, 23 млрд куб. фут и 31 млрд куб. фут соответственно. Доля держателей неконтролирующих акций в доказанных разрабатываемых

запасах по состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. составляла 14 млрд куб. фут, 14 млрд куб. фут и 21 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 средних двенадцатимесячных цен на нефть и газ 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 2013 г.	За рубежом	Россия	Итого дочерние компании	Доля в зависимых компаниях
Поступления денежных средств будущих периодов	62 620	676 195	738 815	22 027
Затраты будущих периодов на разработку и добычу	(38 292)	(461 998)	(500 290)	(11 947)
Налог на прибыль будущих периодов	(3 239)	(37 321)	(40 560)	(2 154)
Чистые потоки денежных средств будущих периодов	21 089	176 876	197 965	7 926
Ежегодный 10%-й дисконт по прогнозируемым срокам движения денежных средств	(9 669)	(105 503)	(115 172)	(4 196)
Дисконтированные будущие чистые потоки денежных средств	11 420	71 373	82 793	3 730
Доля держателей неконтролирующих акций в дисконтированных будущих чистых потоках денежных средств	–	383	383	–

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	–

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)

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	–

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

Дочерние компании	2013	2012	2011
Дисконтированная стоимость на 1 января	73 054	75 162	43 637
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	1 266	256	39
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(14 350)	(14 215)	(13 515)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	21 515	(8 480)	69 089
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	(15 355)	627	(32 678)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	4 677	3 174	3 492
Расчетные затраты на разработку за период	4 003	7 241	6 182
Пересмотр предыдущих данных о запасах	975	377	620
Чистое изменение налога на прибыль	(999)	1 337	(7 467)
Прочие изменения	(138)	(735)	224
Эффект дисконтирования	8 145	8 310	5 539
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>82 793</b>	<b>73 054</b>	<b>75 162</b>

Доля в зависимых компаниях	2013	2012	2011
Дисконтированная стоимость на 1 января	4 495	4 835	3 363
Чистое изменение за счет приобретения и продажи запасов нефти и газа	(29)	–	–
Реализация и передача добытых нефти и газа, за вычетом себестоимости добычи	(1 010)	(1 066)	(1 203)
Чистые изменения в ценах реализации и оценках себестоимости добычи	(487)	(101)	3 820
Чистые изменения в налоге на добычу полезных ископаемых	77	(7)	(1 720)
Увеличение и открытие запасов, за вычетом соответствующих затрат	109	20	8
Расчетные затраты на разработку за период	132	88	66
Пересмотр предыдущих данных о запасах	(80)	(3)	179
Чистое изменение налога на прибыль	200	139	(365)
Прочие изменения	(207)	17	267
Эффект дисконтирования	530	573	420
<b>Дисконтированная стоимость на 31 декабря</b>	<b>3 730</b>	<b>4 495</b>	<b>4 835</b>



# **АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ КОМПАНИИ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Данный отчёт представляет собой обзор финансового состояния ОАО «ЛУКОЙЛ» на 31 декабря 2013 г., результатов его деятельности за 2013, 2012 и 2011 гг., а также важнейших факторов, способных повлиять на будущие результаты деятельности Группы. Этот отчёт должен рассматриваться вместе с консолидированной финансовой отчётностью и примечаниями к ней, а также с дополнительно раскрываемой информацией о деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

В настоящем документе слова «ЛУКОЙЛ», «Компания», «Группа», местоимение «мы» и его различные формы означают ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерние и зависимые общества. Все суммы в долларах США указаны в миллионах, за исключением особо оговорённых случаев. Объёмы собственной добычи нефти 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. 84, где обсуждаются некоторые факторы, которые могут привести к значительному расхождению фактических будущих результатов с результатами, прогнозируемыми в настоящее время.*

## → ОСНОВНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

	2013	Изменение к 2012, %	2012	Изменение к 2011, %	2011
Выручка от реализации (млн долл. США)	141 452	1,6	139 171	4,1	133 650
Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США)	7 832	(28,8)	11 004	6,2	10 357
Скорректированная чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (млн долл. США) <sup>1</sup>	10 281	(6,6)	11 004	(2,7)	11 312
Прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США)	16 668	(11,9)	18 915	1,7	18 606
Скорректированная прибыль до вычета процентов, налога на прибыль, износа и амортизации (ЕБИТДА) (млн долл. США) <sup>1</sup>	19 255	1,8	18 915	(2,9)	19 489
Налоги (кроме налога на прибыль), включая акцизы и экспортные пошлины (млн долл. США)	(36 137)	(1,0)	(36 502)	3,9	(35 135)
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (долл. США):					
базовая прибыль	10,38	(28,3)	14,47	8,8	13,30
разводнённая прибыль	10,18	(28,2)	14,17	8,7	13,04
Добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э.)	803 825	1,2	794 332	0,5	790 674
Среднесуточная добыча углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр. н. э./сут)	2 202	1,5	2 170	0,2	2 166
Добыча нефти и жидких углеводородов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. барр.)	683 822	1,0	667 023	(1,1)	684 522
Добыча товарного газа Группой с учётом доли в зависимых компаниях (млн куб. м)	20 391	2,3	19 934	10,5	18 038
Производство нефтепродуктов Группой с учётом доли в зависимых компаниях (тыс. т)	64 196	0,7	63 773	1,8	62 667
Доказанные запасы углеводородов с учётом доли в зависимых компаниях (млн барр. н. э.)	17 401	0,6	17 269	0,2	17 269

<sup>(1)</sup> Скорректировано на убыток от обесценения активов и списания сухих скважин. Подробнее см. с. 76.

В 2013 г. чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ», составила 7 832 млн долл. США, что на 28,8% меньше, чем в 2012 г. В результате проведенного теста Группа признала убыток от обесценения некоторых добывающих, перерабатывающих, сбытовых и энергетических активов как в России, так и за рубежом в общей сумме 2,1 млрд долл. США (за вычетом влияния налогов и неконтролирующей доли). Группа также произвела списание стоимости сухих скважин и сопутствующих расходов на общую сумму 312 млн долл. США. Таким образом, общее влияние разовых убытков и списаний, на чистую прибыль, относящуюся к ОАО «ЛУКОЙЛ», за 2013 г. составило 2 449 млн долл. США. При этом скорректированный показатель EBITDA достиг 19 255 млн долл. США, превысив уровень 2012 г. на 1,8%. Компания переломила трехлетнюю тенденцию падения добычи и увеличила суточную добычу углеводородов на 1,5%. Износ и амортизация увеличились на 19,1% вследствие приобретений дочерних компаний и общего роста стоимости основных средств. Рост капитальных затрат по сравнению с 2012 г. составил 28,4%. При этом, несмотря на существенные капитальные вложения в развитие ключевых проектов нефтедобычи и модернизацию НПЗ, Компания получила свободный денежный поток в размере 643 млн долл. США.

#### → ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРУППЫ

Основными видами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних компаний являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов. ОАО «ЛУКОЙЛ» является материнской компанией вертикально интегрированной группы предприятий.

ОАО «ЛУКОЙЛ» было учреждено в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 г. № 1403. Согласно этому Указу Правительство Российской Федерации 5 апреля 1993 г. передало Компании 51% голосующих акций пятнадцати компаний. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 861 в течение 1995 г. Группе были переданы акции ещё девяти компаний. Начиная с 1995 г. Группа осуществила программу обмена акций в целях доведения доли собственного участия в уставном капитале каждой из этих двадцати четырёх компаний до 100%. С момента образования Группы до настоящего времени её состав значительно расширился за счёт объединения долей собственности, приобретения новых компаний и развития новых видов деятельности. В настоящее время ЛУКОЙЛ является глобальной энергетической компанией, осуществляющей свою деятельность через дочерние предприятия в 39 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 2014 г. около 17,4 млрд барр. н. э. (нефть – около 13,5 млрд барр., газ – 23,6 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, Юго-Восточной Азии, Северной Европе.
- **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. 61**, определение сопоставимых рыночных цен на нефть внутри России является затруднительным, цены по таким сделкам между компаниями Группы устанавливаются с учётом рыночных факторов, главным образом цен на нефть на международных рынках, стоимости транспортировки, региональной рыночной конъюнктуры, стоимости переработки нефти и ряда других факторов. Соответственно анализ одного из этих сегментов в отрыве от анализа другого может дать искажённое представление о финансовом положении и результатах хозяйственной деятельности предприятий этих сегментов. По этой причине мы не анализируем каждый из основных сегментов в отдельности, а приводим финансовые данные по сегментам в **Примечании 21 «Сегментная информация» к консолидированной финансовой отчётности**.

## → ПОСЛЕДНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В 2013 г. Компания достигла следующих результатов:

### Разведка и добыча

- Введены в эксплуатацию 9 новых нефтяных и газовых месторождений (в 2012 г. – 8 нефтяных и газовых месторождений).
- Переломлена тенденция падения добычи нефти и достигнут рост суточных объёмов добычи жидких углеводородов на 1,2% за счёт приобретений активов, увеличения объёмов бурения и геолого-технических мероприятий.
- На 2,8% увеличены объёмы суточной добычи природного газа по сравнению с 2012 г.
- В Ираке Компания подошла к финальной стадии подготовки обустройства месторождения Западная Курна-2.

### Переработка

- В декабре Группа увеличила свою долю в нефтеперерабатывающем комплексе «ИСАБ» (далее – ИСАБ) с 80 до 100%.
- Компания продолжила строительство установок гидрокрекинга ВГО на НПЗ в Волгограде и каталитического крекинга на НПЗ в Нижнем Новгороде.

### Сбыт

- В июле начаты экспортные отгрузки лёгкой нефти Компании через систему «Восточная Сибирь – Тихий океан» в порту Козьмино. Это позволяет обеспечить реализацию нефти с сохранением её качества и на условиях, превышающих эффективность традиционного экспорта в западном направлении.

### Энергетика

- В июле-октябре были введены в эксплуатацию две парогазовые установки общей мощностью 235 МВт в Астрахани.

### Корпоративный центр

- В апреле 2013 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 3 млрд долл. США. Первый транш стоимостью 1,5 млрд долл. США был размещён со сроком

погашения 5 лет и купонной доходностью 3,416% годовых, второй – стоимостью 1,5 млрд долл. США был размещён со сроком погашения 10 лет и купонной доходностью 4,563% годовых. Оба транша были размещены по номинальной стоимости и имеют полугодовой купон.

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

## → ИЗМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ ГРУППЫ

В декабре 2013 г., получив одобрение европейских регулирующих органов, Группа приобрела оставшуюся 20%-ю долю в совместном предприятии по управлению ИСАБ за 426 млн евро (около 583 млн долл. США) после окончательных корректировок, увеличив таким образом свою долю с 80 до 100%. Сделка была совершена в соответствии с условиями, определенными первоначальным соглашением 2008 г. о создании совместного предприятия. Данное соглашение предоставляло второму участнику – компании «ERG S.p.A.» пут-опцион по поэтапной продаже Группе всей его доли в данном совместном предприятии. Группа получила контроль над совместным предприятием в сентябре 2012 г., когда в рамках соглашения приобрела 20% акций совместного предприятия за 494 млн евро (около 621 млн долл. США) и увеличила свою долю до 80%.

В апреле 2013 г., получив одобрение Федеральной антимонопольной службы, в рамках стратегии роста объёмов добычи нефти на территории России Компания приобрела 100% акций ЗАО «Самара-Нафта» за 2,1 млрд долл. США после окончательных корректировок. ЗАО «Самара-Нафта» занимается разведкой и добычей углеводородов в Самарской и Ульяновской областях Российской Федерации.

В апреле – мае 2013 г. компании Группы приобрели оставшиеся 50% акций ЗАО «Кама-ойл» за 400 млн долл. США, увеличив долю Группы до 100%. В результате данного приобретения Группа получила контроль над ЗАО «Кама-ойл», занимающимся разведкой и добычей углеводородов в Пермском крае Российской Федерации, и консолидировала его.

## → 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 компанией «Миллер энд Ленц», нашим независимым оценщиком запасов, по состоянию на 1 января 2014 и 2013 гг.

Изменения в 2013 г.					
(млн барр. н. э.)	1 января 2014 г.	добыча <sup>(1)</sup>	увеличение, открытие новых запасов и изменение структуры	пересмотр предыдущих оценок	1 января 2013 г. <sup>(2)</sup>
Западная Сибирь	9 747	(441)	414	62	9 712
Тимано-Печора	2 320	(118)	78	(108)	2 468
Урал	2 286	(116)	79	106	2 217
Поволжье	1 238	(57)	223	9	1 063
Прочие регионы России	196	(14)	9	(15)	216
За рубежом	1 614	(87)	19	62	1 620
<b>Доказанные запасы нефти и газа</b>	<b>17 401</b>	<b>(833)</b>	<b>822</b>	<b>116</b>	<b>17 296</b>
<b>Вероятные запасы нефти и газа</b>	<b>6 613</b>				<b>7 723</b>
<b>Возможные запасы нефти и газа</b>	<b>3 596</b>				<b>4 272</b>

<sup>(1)</sup> Добыча газа показана до вычета собственного потребления.

<sup>(2)</sup> Не включая запасы, относящиеся к месторождениям Имилорское, Западно-Имилорское и Источное.

Доказанные запасы углеводородов Компании на 1 января 2014 г. составили 17 401 млн барр. н. э., в том числе 13 461 млн барр. нефти и 23 642 млрд куб. фут газа. Компенсация добычи приростом доказанных запасов в 2013 г. превысила 100%.

Увеличение доказанных запасов за счёт геолого-разведочных работ, эксплуатационного бурения и приобретений составило 822 млн барр. н. э. Поисково-разведочные работы в традиционных регионах деятельности, ускоренный ввод в разработку открытых в 2013 г. месторождений, а также приобретения активов обеспечили основной прирост доказанных запасов. Впервые оцененные доказанные запасы по приобретённым активам (ЗАО «Самара-Нафта»

и Имилорско-Источный лицензионный участок) составили 178 млн барр. н. э., недоказанные запасы и условные ресурсы – 991 млн барр. н. э. Руководство Компании ожидает существенного увеличения доказанных запасов по этим активам по мере прогресса в разработке соответствующих месторождений.

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, Сьерра-Леоне, Норвегии.

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

	2013	2012	2011
	(тыс. барр. н. э./сут)		
<b>Добыча нефти и жидких углеводородов<sup>(1)</sup></b>			
Дочерние предприятия Группы			
Западная Сибирь	996	1 014	1 014
Тимано-Печора	302	309	348
Урал	297	286	272
Поволжье	120	77	69
Прочие регионы России	38	38	40
Добыча в России	1 753	1 724	1 743
Добыча за рубежом	65	69	71
<b>Итого добыча дочерними предприятиями Группы</b>	<b>1 818</b>	<b>1 793</b>	<b>1 814</b>
Доля в добыче зависимых компаний			
в России	8	8	7
за рубежом	47	49	54
<b>Итого доля в добыче зависимых компаний</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>61</b>
<b>Итого добыча нефти и жидких углеводородов</b>	<b>1 873</b>	<b>1 850</b>	<b>1 875</b>
<b>Добыча товарного природного газа<sup>(2)</sup></b>			
Дочерние предприятия Группы			
Западная Сибирь	187	183	182
Тимано-Печора	14	12	9
Урал	17	15	14
Поволжье	6	7	7
Добыча в России	224	217	212
Добыча за рубежом	95	94	68
<b>Итого добыча дочерними предприятиями Группы</b>	<b>319</b>	<b>311</b>	<b>280</b>
Доля в добыче зависимых компаний			
в России	1	1	1
за рубежом	9	8	10
<b>Итого доля в добыче зависимых компаний</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>11</b>
<b>Итого добыча товарного природного газа</b>	<b>329</b>	<b>320</b>	<b>291</b>
<b>Итого суточная добыча углеводородов</b>	<b>2 202</b>	<b>2 170</b>	<b>2 166</b>
	(долл. США/барр. н. э.)		
<b>Удельные затраты на добычу углеводородов</b>	5,58	5,04	4,96
в России	5,59	5,03	4,97
за рубежом	5,43	5,07	4,85
	(млн долл. США)		
<b>Затраты на добычу углеводородов</b>	4 335	3 861	3 771
в России	4 021	3 562	3 529
за рубежом	314	299	242
<b>Затраты на геолого-разведочные работы</b>	602	364	532
в России	218	205	93
за рубежом	384	159	439
<b>Налог на добычу полезных ископаемых</b>	12 410	12 354	11 594
в России	12 333	12 261	11 502
за рубежом	77	93	92

<sup>(1)</sup> Жидкие углеводороды, выработанные на газоперерабатывающих заводах Группы.

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

**Добыча нефти.** В 2013 г. среднесуточная добыча нефти увеличилась на 1,3% по сравнению с 2012 г. Добыча нефти (с учётом доли в добыче зависимых компаний) составила 90,8 млн т (670,1 млн барр.). Основным регионом добычи

нефти Группой остаётся Западная Сибирь. В 2013 г. здесь было добыто 54,6% от общего объёма добычи нефти дочерними предприятиями Группы (в 2012 г. – 56,4%).

В таблице ниже приводятся данные о добыче нефти компаниями Группы по регионам в 2013 и 2012 гг.

(тыс. тонн)	Изменение к 2012 г.				2012
	2013	итого, %	структурное изменение	органическое изменение	
Западная Сибирь	48 208	(2,0)	–	(1 006)	49 214
Тимано-Печора	15 232	(2,6)	–	(402)	15 634
Урал	13 971	3,5	126	347	13 498
Поволжье	5 801	61,0	1 820	378	3 603
Прочие регионы России	1 903	0,2	–	4	1 899
<b>Добыча в России</b>	<b>85 115</b>	<b>1,5</b>	<b>1 946</b>	<b>(679)</b>	<b>83 848</b>
<b>Добыча за рубежом</b>	<b>3 143</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(75)</b>	<b>(124)</b>	<b>3 342</b>
<b>Итого добыча дочерними компаниями Группы</b>	<b>88 258</b>	<b>1,2</b>	<b>1 871</b>	<b>(803)</b>	<b>87 190</b>
<b>Доля Группы в добыче зависимых компаний</b>					
в России	366	(5,2)	(63)	43	386
за рубежом	2 183	(4,3)	–	(97)	2 280
<b>Итого добыча</b>	<b>90 807</b>	<b>1,1</b>	<b>1 808</b>	<b>(857)</b>	<b>89 856</b>

Снижение добычи нефти в Западной Сибири произошло вследствие естественного истощения запасов и роста обводнённости. Рост темпов обводнённости привёл также к снижению добычи и на Южно-Хыльчуйском месторождении в Тимано-Печоре. Однако это снижение объёмов добычи было компенсировано за счёт приобретения новых добывающих активов. Органический прирост добычи нефти в России был достигнут благодаря разработке месторождения им. Ю. Корчагина на Каспии и новых месторождений в Тимано-Печоре, а также в результате успешного применения новых технологий и увеличения объёмов бурения в традиционных регионах. Таким образом среднечасовая добыча жидких углеводородов в России выросла по сравнению с 2012 г. на 1,7%.

Структурный прирост добычи в России произошёл благодаря приобретению 100%-й доли в ЗАО «Самара-Нафта» и увеличению доли владения в ЗАО «Кама-ойл» с 50%

до 100% во втором квартале 2013 г. При этом переход ЗАО «Кама-ойл» из зависимых в дочерние предприятия привёл к некоторому структурному снижению в доле Группы в добыче нефти зависимыми предприятиями в России. Структурное снижение добычи нефти за рубежом произошло в результате продажи в конце второго квартала 2012 г. государственной компании «КазМунайГаз» 1,5% (10% нашей доли) в консорциуме «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» (далее – КПО), ведущем добычу углеводородов в Казахстане.

Наряду с добычей нефти Группа осуществляет её закупки в России и на международных рынках. В России нефть в основном приобретается у зависимых компаний и прочих производителей для последующей переработки или экспорта. Нефть, приобретённая на международных рынках, используется в торговых операциях, поставляется на зарубежные нефтеперерабатывающие предприятия Группы или передаётся на процессинг на сторонние заводы.

	2013		2012		2011	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Закупки нефти в России	5 447	743	1 994	272	4 010	547
Закупки нефти за рубежом для продажи	48 416	6 605	28 170	3 843	56 683	7 733
Закупки нефти за рубежом для переработки	75 607	10 315	91 713	12 512	95 070	12 970
<b>Итого закупки нефти</b>	<b>129 470</b>	<b>17 663</b>	<b>121 877</b>	<b>16 627</b>	<b>155 763</b>	<b>21 250</b>

Значительная часть закупок нефти Группой производилась в целях её переработки. По сравнению с 2012 г. объём закупок нефти для поставки на зарубежные нефтеперерабатывающие заводы сократился на 17,6%, что было в основном связано с ростом поставок собственной нефти наряду со снижением объёмов переработки на заводах Группы за рубежом. При этом закупки для торговых операций увеличились на 71,9% для компенсации снижения экспорта нефти из России.

#### **Добыча газа и выработка жидких углеводородов.**

В 2013 г. добыча товарного газа с учётом доли в добыче зависимых компаний составила 20 391 млн куб. м газа (120 млн барр. н. э.), что на 2,3% больше, чем в 2012 г.

Основным газовым месторождением Группы является Находкинское, где добыча природного газа в 2013 г. составила 8 272 млн куб. м (в 2012 г. – 8 041 млн куб. м). Объёмы добычи газа за рубежом по сравнению с 2012 г. увеличились на 1,4%.

В 2013 г. выработка жидких углеводородов на газоперерабатывающих заводах Группы в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье составила 13,7 млн барр. н. э. по сравнению с 13,6 млн барр. н. э. в 2012 г.

#### **→ ПЕРЕРАБОТКА, ТОРГОВЛЯ И СБЫТ**

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

В декабре 2013 г. Группа получила полный контроль над ИСАБ после приобретения оставшейся 20%-й доли. Изначально Группа приобрела 49%-ю долю в этом комплексе в декабре 2008 г., затем увеличила её до 60% в апреле 2011 г., а в сентябре 2012 г., – до 80% и таким образом приобрела контроль над ИСАБ. Начиная с сентября 2012 г. ИСАБ перестал быть зависимой компанией и стал консолидируемым дочерним предприятием Группы.

По сравнению с 2012 г. производство нефтепродуктов на дочерних и зависимых НПЗ Группы увеличилось на 0,7%. Производство нефтепродуктов на российских НПЗ увеличилось на 2,3% на фоне низких объёмов переработки на НПЗ в Нижнем Новгороде в 2012 г. по причине текущего ремонта. На зарубежных НПЗ производство нефтепродуктов уменьшилось на 2,5%. Прирост доли Группы в выпуске нефтепродуктов на ИСАБ был нивелирован за счёт снижения выработки нефтепродуктов в результате планового ремонта в 2013 г. Кроме того, в результате изменения рыночной конъюнктуры и остановки на техническое обслуживание НПЗ Группы в Румынии объём производства на нём снизился по сравнению с 2012 г. на 14,1%.

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 производимые Группой в России бензины и большая часть дизельного топлива соответствуют классу Евро-5.

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа может также перерабатывать нефть на сторонних заводах в зависимости от рыночной конъюнктуры и других факторов. В рассматриваемых периодах Группа перерабатывала нефть на сторонних НПЗ в Беларуси (с января 2012 г. по август 2013 г. включительно) и Казахстане.

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

	2013	2012	2011
		(млн долл. США)	
Затраты на переработку нефти на НПЗ Группы	2 170	1 669	1 418
- в России	1 156	1 141	1 112
- за пределами России	1 014	528	306
Затраты на переработку на зависимых НПЗ <sup>(1)</sup>	228	702	890
Затраты на переработку нефти на сторонних НПЗ	58	96	7
Капитальные затраты	2 184	1 406	783
- в России	1 393	988	586
- за пределами России	791	418	197
		(тыс. барр./сут)	
Переработка нефти на НПЗ Группы	1 240	1 128	1 073
- в России	909	890	909
- за пределами России <sup>(2)</sup>	331	238	164
Переработка нефти на зависимых НПЗ <sup>(1) (2)</sup>	92	195	230
Переработка нефти на сторонних НПЗ	31	53	5
<b>Итого переработка нефти</b>	<b>1 363</b>	<b>1 376</b>	<b>1 308</b>
		(тыс. т)	
Объём производства на НПЗ Группы в России	43 426	42 468	43 248
Объём производства на НПЗ Группы за рубежом	16 170	11 541	7 807
Объём производства на зависимых НПЗ за рубежом <sup>(1)</sup>	4 600	9 764	11 612
<b>Производство нефтепродуктов на дочерних и зависимых НПЗ</b>	<b>64 196</b>	<b>63 773</b>	<b>62 667</b>
Производство нефтепродуктов на сторонних НПЗ	1 439	2 472	256
<b>Итого производство нефтепродуктов</b>	<b>65 635</b>	<b>66 245</b>	<b>62 923</b>

<sup>(1)</sup> Содержит показатели Зееланд в доле 45% и ИСАБ в доле 49% до апреля 2011 г. и 60% с апреля 2011 г. по сентябрь 2012 г.

<sup>(2)</sup> 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, 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.

Группа реализует нефтепродукты в 27 странах примерно через 5,6 тысяч АЗС (включая АЗС, работающие по договорам франчайзинга). Большинство заправочных станций работает под маркой «ЛУКОЙЛ».

В следующей таблице представлены данные о торговых операциях Группы.

	2013	2012	2011
		(тыс. т)	
Розничные продажи	15 741	15 424	15 249
Оптовые продажи	101 529	97 558	87 337
<b>Итого продажи нефтепродуктов</b>	<b>117 270</b>	<b>112 982</b>	<b>102 586</b>
Закупки нефтепродуктов в России	2 298	1 772	2 026
Закупки нефтепродуктов за рубежом	58 172	52 761	45 655
<b>Итого закупки нефтепродуктов</b>	<b>60 470</b>	<b>54 533</b>	<b>47 681</b>

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

	2013		2012		2011	
	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)	(тыс. барр.)	(тыс. т)
Экспорт нефти через «Транснефть»	185 500	25 307	223 185	30 448	215 605	29 414
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	47 770	6 517	31 418	4 286	38 739	5 285
<b>Итого экспорт нефти из России</b>	<b>233 270</b>	<b>31 824</b>	<b>254 603</b>	<b>34 734</b>	<b>254 344</b>	<b>34 699</b>
<b>Экспорт нефтепродуктов из России</b>		<b>23 419</b>		<b>22 537</b>		<b>24 029</b>

Объём экспорта нефти в 2013 г. по сравнению с 2012 г. снизился на 8,4%. В 2013 г. Компания экспортировала 37,4% добытой в России нефти (в 2012 г. – 41,4%). Причинами снижения объёмов экспорта стали увеличение продаж нефти внутри страны и рост переработки на российских заводах Группы.

Весь объём экспорта нефти, минуя «Транснефть», в рассматриваемых периодах осуществлялся через собственную инфраструктуру Компании.

В 2013 г. экспорт нефтепродуктов увеличился на 3,9% по сравнению с 2012 г. и составил 23,4 млн т. В основном Группа экспортировала из России дизельное топливо, мазут и газойль, которые в совокупности составили около 88,9% от всего объёма экспортируемых нефтепродуктов.

В 2013 г. выручка от экспорта нефти и нефтепродуктов зарубежным компаниям Группы и третьим лицам составила 22 885 млн долл. США и 17 309 млн долл. США соответственно (25 174 млн долл. США по нефти и 16 779 млн долл. США по нефтепродуктам в 2012 г.).

#### → ЭНЕРГЕТИКА

В 2013 г. Группа продолжила развитие энергетического сектора в соответствии со стратегической программой развития. Этот сектор 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 и Румынии. Производство электроэнергии составило 15,7 млрд кВт/ч в 2013 г., 15,4 млрд кВт/ч в 2012 г. и 13,1 млрд кВт/ч в 2011 г. Производство тепловой энергии составило 13,6 млн Гкал в 2013 г., 14,7 млн Гкал в 2012 г. и 15,5 млн Гкал в 2011 г.

В 2013 г. Компания ввела в эксплуатацию в Астрахани две парогазовые установки суммарной мощностью 235 МВт.

## → 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 2013 г. цена на нефть марки «Бrent» изменялась от 96 до 119 долл./барр., достигнув максимального значения в 119,03 долл./барр. в феврале. При этом в четвертом квартале 2013 г. средняя цена нефти марки «Бrent» снизилась на 1,0% по сравнению с третьим кварталом 2013 г.

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

	2013	Изменение к 2012, %	2012	Изменение к 2011, %	2011
(в долл. США за баррель, за исключением данных в процентах)					
Нефть марки «Бrent»	108,66	(2,7)	111,67	0,4	111,26
Нефть марки «Юралс» (СИФ Средиземноморский регион) <sup>(1)</sup>	108,03	(2,3)	110,55	1,3	109,10
Нефть марки «Юралс» (СИФ Роттердам) <sup>(1)</sup>	107,38	(2,6)	110,19	1,0	109,08
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут 3,5% (ФОб Роттердам)	591,43	(6,3)	631,08	3,5	609,51
Дизельное топливо 0,01% (ФОб Роттердам)	938,66	(4,2)	980,00	2,2	958,73
Высокооктановый бензин (ФОб Роттердам)	986,86	(4,8)	1 036,14	5,3	984,12

Источник: Платтс.

<sup>(1)</sup> 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 2013, 2012 и 2011 гг.

	2013	Изменение к 2012, %	2012	Изменение к 2011, %	2011
(в долл. США за метрическую тонну, за исключением данных в процентах)					
Мазут топочный	341,32	6,6	320,29	0,4	318,99
Дизельное топливо	850,78	2,2	832,71	9,5	760,53
Бензин (Аи-92)	829,69	1,9	813,94	(5,1)	857,70
Бензин (Аи-95)	897,10	3,2	869,33	(3,2)	897,81

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. Ослабление покупательной способности доллара США в Российской Федерации, рассчитанное исходя из обменных курсов рубля к доллару США и уровня инфляции в Российской Федерации, составило 4,2% в 2013 г. по сравнению с 2012 г.

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

	2013	2012	2011
Рублёвая инфляция (ИПЦ), %	6,5	6,6	6,1
Средний обменный курс за период (рубли к доллару США)	31,85	31,09	29,39
Обменный курс на конец периода (рубли к доллару США)	32,73	30,37	32,20

### → 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 2013, 2012 и 2011 гг. налоги по операциям в России составляли примерно 88% всех наших налоговых расходов.

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 2013, 2012 и 2011 гг. 84%, 78% и 80% соответственно. В 2013 г. сумма налогов, уплаченных в России, составила около 52% выручки от реализации российскими компаниями Группы в России и на экспорт.

Используемые нами меры налогового планирования и контроля основаны на нашем понимании налогового законодательства, действующего на момент осуществления этих мер. Группа является объектом регулярных проверок, проводимых налоговыми органами, что представляет собой обычное явление в России, и в отдельных случаях власти пытались облагать нас крупными дополнительными налогами. Мы считаем, что, основываясь на нашем понимании действующего налогового законодательства, Группа надлежащим образом выполняет налоговые обязательства. Тем не менее соответствующие органы могут по-разному трактовать положения действующего налогового законодательства, и последствия этого могут быть существенными.

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

		2013 <sup>(1)</sup>	Изменение к 2012, %	2012 <sup>(1)</sup>	Изменение к 2011, %	2011 <sup>(1)</sup>
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	392,14	(3,0)	404,15	(1,2)	409,19
Пошлины на экспорт продуктов нефтепереработки						
средние дистилляты (реактивное топливо), дизельное топливо и газойли	долл./т	258,78	(3,0)	266,70	(2,8)	274,27
легкие дистилляты, в том числе						
автобензин	долл./т	352,91	(3,0)	363,72	6,4	341,94
прямогонный бензин	долл./т	352,91	(3,0)	363,72	9,2	333,08
жидкие топлива (мазут)	долл./т	258,78	(3,0)	266,70	27,9	208,46
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	руб./т	5 329,58	5,2	5 065,95	13,7	4 456,54
природный газ	руб./1 000 м <sup>3</sup>	333,50	32,9	251,00	5,9	237,00

<sup>(1)</sup> Средние значения.

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

		2013 <sup>(1)</sup>	Изменение к 2012, %	2012 <sup>(1)</sup>	Изменение к 2011, %	2011 <sup>(1)</sup>
Налог на добычу полезных ископаемых						
нефть	долл./т	167,34	2,7	162,93	7,4	151,65
природный газ	долл./1 000 м <sup>3</sup>	10,47	29,7	8,07	0,1	8,06

<sup>(1)</sup> 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 1,80 долл./т (или на 0,25 долл./барр. при использовании коэффициента пересчёта, равного 7,33) по сравнению с базовой ставкой.

В 2013 г. базовая ставка составляла 470 руб. за метрическую тонну добытой нефти (в 2012 г. – 446 руб.). На 2014 г. базовая ставка налога установлена в размере 493 руб. за тонну.

Налоговая ставка дифференцируется в зависимости от срока разработки и степени выработанности запасов конкретного участка недр. Кроме того, 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 месторождений может применяться нулевая ставка налога.

Группа осуществляет добычу на шельфе Каспийского моря, где в настоящее время применяется нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых.

**Ставка налога на добычу полезных ископаемых для природного газа.** Налог на добычу природного газа для независимых производителей в России исчисляется с использованием фиксированной ставки. Начиная с июля 2013 г. ставка была повышена до 402 руб. за 1 000 куб. м природного газа. В первом полугодии 2013 г. ставка равнялась 265 руб. за 1 000 куб. м (в 2012 г. – 251 руб.). В 2014 г. ставка составляет 474 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. В список месторождений, по которым применяется льготная ставка экспортной пошлины, входят 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.

Коэффициент для:

лёгких дистиллятов (кроме бензинов), средних дистиллятов (реактивное топливо), дизельного топлива, газойлей, жидких топлив (мазут), моторных и прочих масел, прочих нефтепродуктов	0,660
прямогонных и товарных бензинов	0,900

**Экспорт нефти и нефтепродуктов в страны – члены Таможенного союза – Беларусь и Казахстан** не облагается экспортными пошлинами.

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

**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.

Ставки акцизов в России зависят от экологического класса топлива. Ниже в таблицах приведены ставки акцизов за рассматриваемые периоды.

		2013	Изменение к 2012, %	2012	Изменение к 2011, %	2011
<b>Автомобильный бензин</b>						
ниже Евро-3	руб./т	10 100,00	26,6	7 976,37	33,1	5 995,00
Евро-3	руб./т	9 750,00	27,7	7 633,37	34,6	5 672,00
Евро-4	руб./т	8 761,64	28,4	6 822,00	32,6	5 143,00
Евро-5	руб./т	5 448,99	(8,8)	5 977,91	16,2	5 143,00
<b>Дизельное топливо</b>						
ниже Евро-3	руб./т	5 860,00	39,5	4 199,55	52,5	2 753,00
Евро-3	руб./т	5 860,00	44,4	4 058,33	63,3	2 485,00
Евро-4	руб./т	5 017,68	40,9	3 562,00	58,5	2 247,00
Евро-5	руб./т	4 417,68	35,5	3 260,36	45,1	2 247,00
Моторные масла	руб./т	7 509,00	23,7	6 072,00	29,7	4 681,00
Прямогонный бензин	руб./т	10 229,00	30,7	7 824,00	28,5	6 089,00

		2013	Изменение к 2012, %	2012	Изменение к 2011, %	2011
<b>Автомобильный бензин</b>						
ниже Евро-3	долл./т	317,13	23,6	256,53	25,8	204,00
Евро-3	долл./т	306,14	24,7	245,50	27,2	193,01
Евро-4	долл./т	275,11	25,4	219,41	25,4	175,01
Евро-5	долл./т	171,09	(11,0)	192,26	9,9	175,01
<b>Дизельное топливо</b>						
ниже Евро-3	долл./т	184,00	36,2	135,06	44,2	93,68
Евро-3	долл./т	184,00	41,0	130,52	54,4	84,56
Евро-4	долл./т	157,55	37,5	114,56	49,8	76,46
Евро-5	долл./т	138,71	32,3	104,86	37,1	76,46
Моторные масла	долл./т	235,78	20,7	195,29	22,6	159,29
Прямогонный бензин	долл./т	321,18	27,6	251,63	21,4	207,20

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

В России бóльшая часть газа продаётся на скважине и затем транспортируется по Единой системе газоснабжения (далее – ЕСГ). ЕСГ служит для сбора, транспортировки, распределения и доставки до потребителя практически всего природного газа, добываемого в России. Владеет и управляет ЕСГ ОАО «Газпром» (далее – Газпром), а регулированием тарифов на транспортировку газа занимается Федеральная служба по тарифам Российской Федерации. У Группы нет иной возможности продавать газ, кроме как через ЕСГ.

→ СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОМПАНИИ В 2013, 2012 И 2011 ГГ.

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

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
<b>Выручка</b>			
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	141 452	139 171	133 650
<b>Затраты и прочие расходы</b>			
Операционные расходы	(10 086)	(9 359)	(9 055)
Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки	(65 924)	(64 148)	(59 694)
Транспортные расходы	(6 290)	(6 171)	(6 121)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(3 849)	(3 755)	(3 822)
Износ и амортизация	(5 756)	(4 832)	(4 473)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(13 803)	(13 666)	(12 918)
Акцизы и экспортные пошлины	(22 334)	(22 836)	(22 217)
Затраты на геолого-разведочные работы	(602)	(364)	(532)
(Убыток) прибыль от выбытия и снижения стоимости активов	(2 561)	30	(1 663)
<b>Прибыль от основной деятельности</b>	<b>10 247</b>	<b>14 070</b>	<b>13 155</b>
Расходы по процентам	(488)	(538)	(694)
Доходы по процентам и дивидендам	239	257	211
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	575	518	690
Убыток по курсовым разницам	(443)	(512)	(301)
Прочие внеоперационные доходы (расходы)	328	(72)	58
<b>Прибыль до налога на прибыль</b>	<b>10 458</b>	<b>13 723</b>	<b>13 119</b>
Текущий налог на прибыль	(2 051)	(2 738)	(2 678)
Отложенный налог на прибыль	(780)	(60)	(615)
<b>Итого налог на прибыль</b>	<b>(2 831)</b>	<b>(2 798)</b>	<b>(3 293)</b>
<b>Чистая прибыль</b>	<b>7 627</b>	<b>10 925</b>	<b>9 826</b>
Чистый убыток, относящийся к неконтролирующей доле	205	79	531
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>	<b>7 832</b>	<b>11 004</b>	<b>10 357</b>
Прибыль на одну обыкновенную акцию, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ» (в долларах США):			
базовая прибыль	10,38	14,47	13,30
разводнённая прибыль	10,18	14,17	13,04

Ниже приведён анализ основных финансовых показателей отчётности.

→ ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ

Продажи по видам продукции	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	22 350	24 414	30 132
Экспорт и продажи в странах СНГ	1 920	1 622	2 390
Продажи на внутреннем рынке	3 071	1 634	1 571
	<b>27 341</b>	<b>27 670</b>	<b>34 093</b>
Нефтепродукты			
Экспорт и реализация на международных рынках			
оптовая реализация	76 966	75 880	65 060
розничная реализация	10 830	10 724	11 275
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	8 053	8 113	7 349
розничная реализация	9 423	8 690	7 893
	<b>105 272</b>	<b>103 407</b>	<b>91 577</b>
Продукты нефтехимии			
Экспорт и продажи на международных рынках	936	992	1 095
Продажи на внутреннем рынке	886	418	914
	<b>1 822</b>	<b>1 410</b>	<b>2 009</b>
Газ и продукция его переработки			
Экспорт и продажи на международных рынках	2 295	2 385	1 878
Продажи на внутреннем рынке	1 153	1 092	1 001
	<b>3 448</b>	<b>3 477</b>	<b>2 879</b>
Реализация энергии и сопутствующих услуг	1 575	1 394	1 472
Прочие продажи			
Экспорт и продажи на международных рынках	1 178	962	880
Продажи на внутреннем рынке	816	851	740
	<b>1 994</b>	<b>1 813</b>	<b>1 620</b>
<b>Продажи, всего</b>	<b>141 452</b>	<b>139 171</b>	<b>133 650</b>

Объёмы продаж	2013	2012	2011
		(тыс. барр.)	
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	207 021	222 466	275 696
Экспорт и продажи в странах СНГ	37 881	31 622	45 329
Продажи на внутреннем рынке	62 224	33 264	32 699
	<b>307 126</b>	<b>287 352</b>	<b>353 724</b>
		(тыс. тонн)	
Нефть			
Экспорт и продажи на международных рынках, кроме стран СНГ	28 243	30 350	37 612
Экспорт и продажи в странах СНГ	5 168	4 314	6 184
Продажи на внутреннем рынке	8 489	4 538	4 461
	<b>41 900</b>	<b>39 202</b>	<b>48 257</b>
		(тыс. тонн)	
Нефтепродукты			
Экспорт и продажи на международных рынках			
оптовая реализация	90 097	85 917	76 313
розничная реализация	6 580	6 568	6 945
Продажи на внутреннем рынке			
оптовая реализация	11 432	11 641	11 024
розничная реализация	9 161	8 856	8 304
	<b>117 270</b>	<b>112 982</b>	<b>102 586</b>
<b>Объёмы продаж нефти и нефтепродуктов, всего</b>	<b>159 170</b>	<b>152 184</b>	<b>150 843</b>

Средние сложившиеся цены реализации		2013	2012	2011
Средняя цена продаж на мировом рынке				
Нефть (кроме стран СНГ)	(долл./барр.)	107,96	109,74	109,30
Нефть (в странах СНГ)	(долл./барр.)	50,70	51,31	52,71
Нефтепродукты				
оптовая реализация	(долл./т)	854,26	883,18	852,55
розничная реализация	(долл./т)	1 645,94	1 632,81	1 623,53
Средняя цена продаж на внутреннем рынке				
Нефть	(долл./барр.)	49,35	49,12	48,06
Нефтепродукты				
оптовая реализация	(долл./т)	704,48	696,91	666,62
розничная реализация	(долл./т)	1 028,58	981,21	950,51

В 2013 г. выручка от реализации увеличилась на 2 281 млн долл. США, или на 1,6%, по сравнению с 2012 г. (в 2012 г. выручка от реализации увеличилась на 5 521 млн долл. США, или на 4,1%, по сравнению с 2011 г.) Выручка от продаж нефти уменьшилась на 329 млн долл. США, или на 1,2% (в 2012 г. – уменьшилась на 6 423 млн долл. США, или на 18,8%). Выручка от продаж нефтепродуктов выросла на 1 865 млн долл. США, или на 1,8% (в 2012 г. – выросла на 11 830 млн долл. США, или на 12,9%).

#### Реализация нефти

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. объёмы продаж нефти за рубежом снизились на 1 253 тыс. т, или на 3,6%, вследствие снижения экспорта из России при росте поставок собственной нефти на зарубежные заводы Группы. Наряду со снижением цен это привело к снижению выручки от продаж нефти за рубежом на 6,8%, или на 1 766 млн долл. США. При этом объёмы продаж нефти на внутреннем рынке по сравнению с 2012 г. увеличились почти в два раза благодаря росту спроса на нефть на внутреннем рынке и существенному увеличению её добычи в России. Таким образом, по сравнению с 2012 г. выручка от продажи нефти в России выросла на 87,9%, или на 1 437 млн долл. США.

В 2013 г. выручка от экспорта нефти из России компаниям Группы и третьим лицам составила 22 885 млн долл. США.

→ *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.

#### Реализация нефтепродуктов

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

По сравнению с 2012 г. выручка от оптовой реализации нефтепродуктов за пределами России увеличилась на 1 086 млн долл. США, или на 1,4%. Рост выручки произошел в результате увеличения объёмов продаж на 4,9% в из-за увеличения объёмов торговых операций. При этом цены реализации снизились по сравнению с 2012 г. на 3,3%.

По сравнению с 2012 г. объёмы розничных продаж и розничные цены реализации за пределами России существенно не изменились и выручка от розничных продаж осталась примерно на прежнем уровне.

В 2013 г. выручка от оптовых продаж нефтепродуктов в России существенно не изменилась. Снижение объёмов продаж на 209 тыс. т, или на 1,8%, было компенсировано ростом цен на 1,1%.

Выручка от розничной реализации нефтепродуктов в России в 2013 г. увеличилась на 733 млн долл. США, или на 8,4%. Объём розничных продаж в 2013 г. увеличился на 3,4% в результате роста спроса на моторные топлива. При этом средняя цена реализации увеличилась на 4,8% по сравнению с 2012 г.

В 2013 г. выручка от экспорта нефтепродуктов из России компаниям Группы и третьим лицам составила 17 309 млн долл. США.

→ *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 увеличилась 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.

#### Реализация продуктов нефтехимии

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

Выручка от продаж продуктов нефтехимии в 2013 г. увеличилась на 412 млн долл. США, или на 29,2%. Объём продаж на внутреннем рынке вырос на 413 тыс. т, или на 121,5%, в результате возобновления производства на нефтехимическом

заводе Группы в Ставропольском крае в конце третьего квартала 2012 г. Однако объём реализации продуктов нефтехимии за рубежом в 2013 г. снизился на 18,1% вследствие временной остановки завода «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине из-за неблагоприятной экономической конъюнктуры.

→ *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 Ставропольском крае 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%.

#### Реализация газа и продуктов его переработки

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. продажи газа и продукции его переработки уменьшились на 29 млн долл. США, или на 0,8%.

Оптовая выручка от продаж продукции газопереработки снизилась на 146 млн долл. США, или на 11,0%. Средние цены оптовой реализации продукции газопереработки уменьшились на 2,0%. Объёмы оптовой реализации продукции газопереработки снизились на 9,2% в результате плановых ремонтов, проведённых на газоперерабатывающих заводах Группы на Урале и в Западной Сибири.

Розничная выручка от реализации продукции газопереработки увеличилась в 2013 г. на 12 млн долл. США, или на 2,0%.

В 2013 г. выручка от продаж природного газа увеличилась на 105 млн долл. США, или на 6,8%, в результате роста цен на природный газ в России по сравнению с 2012 г.

→ *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.

#### Реализация энергии и сопутствующих услуг

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. выручка энергетического сегмента Группы увеличилась на 181 млн долл. США, или на 13,0%, в результате ввода в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 410 МВт в Краснодаре в конце 2012 г. и двух парогазовых установок общей мощностью 235 МВт в Астрахани в середине 2013 г. и соответствующего роста выработки электроэнергии и выручки по договорам о предоставлении мощности в 2013 г.

→ *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 сторонними потребителями в Болгарии и на Украине. Однако объёмы операций по перепродаже электроэнергии снизились.

#### 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 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. прочие продажи выросли на 181 млн долл. США, или на 10,0%.

С сентября 2012 г. после приобретения контроля над ИСАБ реализация прочей продукции включает в себя также выручку от услуг по переработке нефти, оказанных этим нефтеперерабатывающим комплексом. В 2013 г. такая выручка составила 218 млн долл. США.

→ *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.

## → ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Операционные расходы включают следующие виды затрат:

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
Затраты на добычу углеводородов	4 335	3 861	3 771
Затраты на переработку на НПЗ Группы	2 170	1 669	1 418
Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ	286	798	897
Затраты по процессингу нефти на ИСАБ	185	64	–
Затраты на транспортировку нефти до НПЗ	1 265	1 241	1 060
Затраты предприятий энергетики	717	619	617
Затраты предприятий нефтехимии	320	303	343
Прочие операционные расходы	808	804	949
<b>Итого операционные расходы</b>	<b>10 086</b>	<b>9 359</b>	<b>9 055</b>

Методика распределения операционных расходов, используемая в приведённой таблице, отличается от подходов, используемых при подготовке данных для [Примечания 21 «Сегментная информация»](#) к нашей консолидированной финансовой отчётности. Расходы в сегментной отчётности группируются на основании 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 2013 г. операционные расходы увеличились на 727 млн долл. США, или на 7,8%.

### 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, на стоимость выработки жидких углеводородов, страхование имущества и иные аналогичные затраты.

#### → Сравнение 2013 и 2012 гг.

Затраты на добычу в 2013 г. увеличились на 474 млн долл. США, или на 12,3%, в результате роста расходов на энергию вследствие роста тарифов, а также затрат на ремонты, повышение нефтеотдачи пластов и техническое обслуживание. Кроме того, в состав расходов на добычу углеводородов в 2013 г. входят расходы ЗАО «Самара-Нафта», приобретенного в апреле 2013 г., в размере 68 млн долл. США. Средняя величина удельных затрат на добычу углеводородов увеличилась с 5,04 до 5,58 долл./барр. н. э., или на 10,7%.

#### → 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 до 5,04 долл./барр. н. э.

### Затраты на переработку на собственных НПЗ

#### → Сравнение 2013 и 2012 гг.

Затраты на переработку на собственных НПЗ выросли на 501 млн долл. США, или на 30,0%.

Затраты на переработку на собственных заводах в России увеличились на 1,3%, или на 15 млн долл. США, по сравнению с 2012 г. Увеличение затрат в связи с ростом объёма производства и затрат на энергию было компенсировано снижением потребления и стоимости присадок.

Затраты на переработку на наших заводах за рубежом выросли на 92,0%, или на 486 млн долл. США. Основной причиной роста стало получение контроля над ИСАБ в сентябре 2012 г. ([подробнее см. раздел Переработка, торговля и сбыт](#)).

#### → 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*).

#### **Затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ**

Наряду с собственным производством нефтепродуктов Группа перерабатывает нефть на сторонних и зависимых НПЗ за рубежом.

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. затраты на переработку на сторонних и зависимых НПЗ снизились на 64,2%, или на 512 млн долл. США, в связи с приобретением Группой контроля над ИСАБ в сентябре 2012 г. (*подробнее см. раздел Переработка, торговля и сбыт*) и прекращением переработки нефти на сторонних НПЗ в Беларуси с сентября 2013 г.

→ *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*), что было частично компенсировано за счёт начала переработки нефти на сторонних НПЗ в Беларуси с первого квартала 2012 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 2013 и 2012 гг.*

Затраты на транспортировку нефти до НПЗ увеличились на 24 млн долл. США, или на 1,9%. Рост объёмов поставок нефти, добытой Группой в России, на наши НПЗ за пределами Таможенного союза был частично компенсирован прекращением переработки нефти на сторонних НПЗ в Беларуси.

→ *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 Беларуси, где Группа начала переработку нефти в первом квартале 2012 г.

#### **Затраты предприятий нефтехимии**

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. затраты предприятий нефтехимии увеличились на 17 млн долл. США, или на 5,6%. Рост расходов в России, связанный прежде всего с возобновлением производства на нефтехимическом заводе Группы в Ставропольском крае в конце третьего квартала 2012 г., был частично компенсирован снижением расходов завода «Карпатнефтехим Лтд.» на Украине по причине его остановки из-за неблагоприятной экономической конъюнктуры.

→ *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 Ставропольском крае, операционные расходы завода 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.

#### **Затраты предприятий энергетики**

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. затраты предприятий энергетики увеличились на 98 млн долл. США, или на 15,8%, в результате ввода в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 410 МВт в Краснодаре в конце 2012 г. и двух парогазовых установок общей мощностью 235 МВт в Астрахани в середине 2013 г. и соответствующего роста выработки электроэнергии в 2013 г.

→ *Сравнение 2012 и 2011 гг.*

В 2012 г. затраты предприятий энергетики увеличились на 2 млн долл. США, или на 0,3%.

#### **Прочие операционные расходы**

Прочие операционные расходы включают в себя затраты добывающих и перерабатывающих предприятий Группы, не связанные с их основной деятельностью. Среди них

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 2013 и 2012 гг.*

В 2013 г. прочие операционные расходы увеличились на 4 млн долл. США, или на 0,5%.

→ *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.

#### → **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 2013 и 2012 гг.*

Стоимость приобретённых нефти, газа и продуктов их переработки увеличилась на 1 776 млн долл. США, или на 2,8%. Рост объёмов закупки нефтепродуктов для торговых операций был частично компенсирован снижением цен на углеводороды.

В 2013 г. чистый расход по хеджированию составил 200 млн долл. США по сравнению с чистым расходом в размере 321 млн долл. США в 2012 г.

→ *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. чистый расход по хеджированию составил 321 млн долл. США по сравнению с чистым расходом в размере 657 млн долл. США в 2011 г.

#### → **ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ**

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

Транспортные расходы в 2013 г. увеличились на 119 млн долл. США, или на 1,9%. Рост транспортных расходов был обусловлен

изменением структуры продаж: в 2013 г. увеличились объёмы экспорта нефтепродуктов из России с одновременным снижением экспорта нефти и ростом внутренних продаж. Более высокий уровень тарифов на транспортировку нефтепродуктов (по сравнению с тарифами на транспортировку нефти) привёл к росту транспортных расходов.

Наши фактические средневзвешенные по объёму транспортные расходы по различным направлениям экспортных поставок нефти и нефтепродуктов изменились по сравнению с 2012 г. следующим образом: тарифы на трубопроводную транспортировку нефти снизились на 2,3%; тарифы на железнодорожную перевозку нефтепродуктов увеличились на 4,8%; ставки морских перевозок нефти снизились на 5,4%, а нефтепродуктов – на 13,1%.

→ *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%.

#### → **ИЗНОС И АМОРТИЗАЦИЯ**

→ *Сравнение 2013 и 2012 гг.*

Расходы Группы по износу и амортизации увеличились на 924 млн долл. США, или на 19,1%, по сравнению с 2012 г. Рост амортизации связан с осуществлением Компанией капитального строительства и, как следствие, увеличением стоимости амортизируемого имущества. Кроме того, на рост расходов по износу и амортизации повлияли приобретение ЗАО «Самара-Нафта», рост добычи нефти на месторождении имени Ю. Корчагина в Каспийском море и приобретение контроля над заводом ИСАБ в сентябре 2012 г.

→ *Сравнение 2012 и 2011 гг.*

Расходы Группы по износу и амортизации увеличились в 2013 г. на 359 млн долл. США, или на 8,0%.

#### → **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 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 долю прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия (*подробнее см. раздел Переработка, торговля и сбыт*).

→ Сравнение 2013 и 2012 гг.

По сравнению с 2012 г. доля Группы в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия, увеличилась на 57 млн долл. США, или на 11,0%. Основной причиной

этого был рост прибыли компании «Тургай-Петролеум» на фоне низкой прибыли в 2012 г. в результате начисления дополнительного налога на сверхприбыль за предшествующие периоды.

→ 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 объёмов добычи нефти нашими зависимыми обществами в Казахстане и начисление в 2012 г. компанией «Тургай-Петролеум» дополнительного резерва по налогу на сверхприбыль за предшествующие периоды.

#### → НАЛОГИ (КРОМЕ НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ)

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
<b>В России</b>			
Налог на добычу полезных ископаемых	12 333	12 261	11 502
Социальные налоги и отчисления	517	493	480
Налог на имущество	539	511	538
Прочие налоги и отчисления	107	82	77
<b>Итого в России</b>	<b>13 496</b>	<b>13 347</b>	<b>12 597</b>
<b>За рубежом</b>			
Налог на добычу полезных ископаемых	77	93	92
Социальные налоги и отчисления	123	111	107
Налог на имущество	32	24	35
Прочие налоги и отчисления	75	91	87
<b>Итого за рубежом</b>	<b>307</b>	<b>319</b>	<b>321</b>
<b>Итого</b>	<b>13 803</b>	<b>13 666</b>	<b>12 918</b>

→ Сравнение 2013 и 2012 гг.

Налоги (кроме налога на прибыль) увеличились в 2013 г. на 137 млн долл. США, или на 1,0%. При этом расходы по налогу на добычу полезных ископаемых по сравнению с 2012 г. существенно не изменились. Влияние роста ставки налога на добычу полезных ископаемых и роста объёмов добычи в России было компенсировано увеличением размера льготы по сравнению с 2012 г.

Применение пониженной ставки налога на добычу на месторождениях с высокой степенью выработанности и нулевой ставки на новых месторождениях и месторождениях сверхвязкой нефти привело к снижению расходов по налогу на 1 921 млн долл. США в 2013 г. (на 1 490 млн долл. США в 2012 г.). Льготы в сумме 229 млн долл. США в 2013 г. относятся к добыче нефти на месторождении им. Ю. Корчагина на шельфе Каспийского моря (129 млн долл. США в 2012 г.).

→ 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.

→ АКЦИЗЫ И ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
<b>В России</b>			
Акциз на нефтепродукты	1 950	1 922	1 710
Экспортные пошлины на нефть	10 030	11 315	11 714
Экспортные пошлины на нефтепродукты	6 263	5 561	5 028
<b>Итого в России</b>	<b>18 243</b>	<b>18 798</b>	<b>18 452</b>
<b>За рубежом</b>			
Акциз и налог на реализацию нефтепродуктов	3 598	3 355	3 445
Экспортные пошлины на нефть	251	274	319
Экспортные пошлины на нефтепродукты	242	409	1
<b>Итого за рубежом</b>	<b>4 091</b>	<b>4 038</b>	<b>3 765</b>
<b>Итого</b>	<b>22 334</b>	<b>22 836</b>	<b>22 217</b>

→ Сравнение 2013 и 2012 гг.

В результате снижения ставки экспортной пошлины и объемов экспорта нефти в 2013 г. расходы по экспортным пошлинам снизились на 773 млн долл. США, или на 4,4%. Сумма льготы при экспорте нефти с месторождения им. Ю. Корчагина в 2013 г. составила 275 млн долл. США. При этом расходы по экспортным пошлинам на нефтепродукты увеличились в результате роста объемов экспорта за пределы Таможенного союза.

Рост расходов по акцизам за рубежом произошёл в результате увеличения объемов реализации подакцизных товаров по сравнению с 2012 г.

Несмотря на то, что ставки акцизов на моторные топлива, за исключением бензина класса Евро-5, выросли по сравнению с 2012 г., увеличение доли выпуска моторных топлив класса Евро-5 на российских НПЗ Группы позволило сохранить расходы по акцизам на уровне 2012 г. В 2013 г. весь объем бензинов, производимых Группой в России, соответствовал экологическому классу Евро-5, в то время как в 2012 г. доля бензинов класса Евро-5 была не так велика.

→ 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 Беларусь в общем объеме экспорта. Кроме того, сумма льготы 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 Беларуси, 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.

## → ЗАТРАТЫ НА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

### → Сравнение 2013 и 2012 гг.

По сравнению с 2012 г. общая сумма затрат на геолого-разведочные работы увеличилась на 238 млн долл. США, или на 65,4%. Затраты по списанию сухих скважин составили 314 млн долл. США в 2013 г. и 127 млн долл. США в 2012 г.

В 2013 г. были списаны расходы по сухим скважинам в Гане в сумме 92 млн долл. США, в Кот-д'Ивуаре в сумме 89 млн долл. США, в Сьерра-Леоне в сумме 81 млн долл. США и во Вьетнаме в сумме 15 млн долл. США. Стоимость подписных бонусов, относящихся к проектам в Сьерра-Леоне и Вьетнаме и также списанных на расходы в 2013 г., в сумме 35 млн долл. США включена в состав статьи «Прочие внеоперационные доходы (расходы)». Затраты на списание сухих скважин в России в 2013 г. составили 36 млн долл. США и относились, в основном, к результатам разведочного бурения в Поволжье.

### → 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.

## → (УБЫТОК) ПРИБЫЛЬ ОТ ВЫБИТИЯ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ АКТИВОВ

### → Сравнение 2013 и 2012 гг.

В 2013 г. Компания признала убытки от обесценения активов на общую сумму 2 466 млн долл. США.

Компания признала убыток от обесценения активов разведки и добычи в сумме 941 млн долл. США, 510 млн долл. США из которых относятся к Южно-Хыльчюскому нефтяному месторождению, в связи с пересчётом геологических моделей.

Кроме того Компания признала убыток от обесценения активов «Карпатнефтехим Лтд.», нефтехимического завода на Украине, в сумме 411 млн долл. США в связи с экономической нестабильностью и неблагоприятной экономической ситуацией.

Компания также признала убыток от обесценения активов ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», электроэнергетической компании, расположенной в европейской части России, в сумме 270 млн долл. США в связи с неблагоприятной ситуацией, сложившейся на рынке электроэнергии на юге России.

Признание убытка от обесценения активов в сегменте переработка, торговля и сбыт в сумме 198 млн долл. США связано с ухудшившимися рыночными условиями.

Компания признала убыток в сумме 646 млн долл. США от обесценения деловой репутации, относящейся к приобретению нефтеперерабатывающего комплекса «ИСАБ», в связи с изменившимися экономическими условиями.

Суммарное влияние упомянутых выше убытков от обесценения на чистую прибыль, относящуюся к ОАО «ЛУКОЙЛ», за 2013 г. составило 2,1 млрд долл. США, а на показатель EBITDA – 2,3 млрд долл. США.

### → 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.

В 2011 г. в результате проведения соответствующего анализа Компания признала убыток от обесценения основных средств нефтедобычи и других активов, относящихся к Южно-Хыльчюскому нефтяному месторождению в сумме 1 261 млн долл. США. Влияние этого убытка от обесценения на чистую прибыль, относящуюся к ОАО «ЛУКОЙЛ», составило 955 млн долл. США, на показатель EBITDA – 883 млн долл. США.

## → ПРОЧИЕ ВНЕОПЕРАЦИОННЫЕ ДОХОДЫ (РАСХОДЫ)

### → Сравнение 2013 и 2012 гг.

В 2013 г. Группа признала прибыль в сумме 199 млн долл. США в качестве результата переоценки справедливой стоимости принадлежавшей ей 50%-й доли в ЗАО «Кама-ойл» на дату приобретения оставшейся 50%-й доли.

### → Сравнение 2012 и 2011 гг.

Прочие внеоперационные расходы в 2012 г. представляя собой сумму индивидуально несущественных доходов и расходов. Прочие внеоперационные доходы в 2011 г. включают эффект от пересчёта некоторыми предприятиями

Группы льготы по налогу на добычу полезных ископаемых за прошлые отчётные периоды в сумме 433 млн долл. США.

#### → НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Установленная максимальная ставка налога в Российской Федерации равна 20%. Однако сложившаяся эффективная ставка налога на прибыль может быть как выше в результате не принимаемых к вычету убытков, так и ниже по причине необлагаемых налогом доходов. При этом 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.

#### → Сравнение 2013 и 2012 гг.

По сравнению с 2012 г. расходы Компании по налогу на прибыль увеличились на 33 млн долл. США, или на 1,2%. При этом прибыль до уплаты налогов снизилась на 3 265 млн долл. США, или на 23,8%.

Эффективная ставка налога на прибыль в 2013 г. составила 27,1% по сравнению с 20,4% в 2012 г. Высокий уровень эффективной ставки в 2013 г. в основном объясняется убытками от обесценения активов, не уменьшившими налогооблагаемую базу (подробнее см. с. 76). Кроме того, в 2012 г. существенное влияние на снижение эффективной ставки налога на прибыль оказали принимаемые к вычету расходы по курсовым разницам в отчётности российских компаний Группы, тогда как в 2013 г. эффект был противоположным и привёл к увеличению налога 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. Высокий уровень эффективной ставки в 2011 г. в основном объясняется обесценением активов относящихся к Южно-Хыльчюскому нефтяному месторождению, которое не уменьшило налогооблагаемую базу.

#### → СВЕРКА ЧИСТОЙ ПРИБЫЛИ И ПРИБЫЛИ ДО ВЫЧЕТА ПРОЦЕНТОВ, НАЛОГА НА ПРИБЫЛЬ, ИЗНОСА И АМОРТИЗАЦИИ (ЕБИТДА)

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
<b>Чистая прибыль, относящаяся к ОАО «ЛУКОЙЛ»</b>	<b>7 832</b>	<b>11 004</b>	<b>10 357</b>
Увеличивается (уменьшается) на:			
налог на прибыль	2 831	2 798	3 293
износ и амортизацию	5 756	4 832	4 473
расходы по уплате процентов	488	538	694
доходы по процентам и дивидендам	(239)	(257)	(211)
<b>ЕБИТДА</b>	<b>16 668</b>	<b>18 915</b>	<b>18 606</b>
Корректировка на убыток от обесценения и списания сухих скважин <sup>(1)</sup>	2 587	–	883
<b>Скорректированный показатель ЕБИТДА</b>	<b>19 255</b>	<b>18 915</b>	<b>19 489</b>

<sup>(1)</sup> Подробнее см. на с. 76.

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 предоставляет 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

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
Денежные средства, полученные от основной деятельности	16 449	18 997	15 514
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(18 639)	(13 216)	(9 013)
Денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	1 029	(5 680)	(6 023)

→ ОСНОВНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основным источником денежных средств Группы являются средства, полученные от основной деятельности. Их объем по сравнению с 2012 г. снизился на 13,4% и составил 16 449 млн долл. США. В 2013 г. негативное влияние роста рабочего капитала на размер денежных средств, полученных от основной деятельности, составило 1 063 млн долл. США, тогда как в течение 2012 г. снижение рабочего капитала на 2 293 млн долл. США оказало положительное влияние на денежный поток от основной деятельности.

→ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Основной причиной роста объема денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности, на 41,0% по сравнению с 2012 г. стал рост капитальных затрат и расходов на приобретение лицензий, а также расходов на приобретение компаний.

Капитальные затраты, включая неденежные операции, в 2013 г. составили 15 434 млн долл. США, что на 30,2% больше, чем в 2012 г.

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
<b>Капитальные затраты <sup>(1)</sup></b>			
Разведка и добыча			
Россия	8 325	7 085	5 132
За рубежом	3 483	1 888	1 545
Итого разведка и добыча	11 808	8 973	6 677
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	1 736	1 439	982
За рубежом	979	568	324
Итого переработка, торговля и сбыт	2 715	2 007	1 306
Нефтехимия			
Россия	105	62	55
За рубежом	8	28	34
Итого нефтехимия	113	90	89
Энергетика	285	503	196
Прочие	513	277	224
<b>Итого капитальных затрат</b>	<b>15 434</b>	<b>11 850</b>	<b>8 492</b>

<sup>(1)</sup> Включая неденежные операции и авансовые платежи.

Капитальные затраты в сегменте разведки и добычи увеличились на 2 835 млн долл. США, или на 31,6%. Рост затрат в России был в основном связан с ростом объёмов и стоимости эксплуатационного бурения на Урале, в Республике Коми и в Западной Сибири. За рубежом Группа значительно увеличила инвестиции в развитие проекта Западная Курна-2 в Ираке.

Рост капитальных затрат в сегменте переработки, торговли и сбыта в России связан со строительством установки комплекса глубокой переработки вакуумного газойля на НПЗ в Волгограде и установки каталитического крекинга на НПЗ в Нижнем Новгороде. За рубежом рост капитальных затрат в основном

связан с продолжением строительства комплекса переработки тяжелых остатков на НПЗ Группы в Болгарии.

Прочие капитальные затраты представляют собой в основном инвестиции ОАО «Архангельскгеолодобыча», дочерней компании Группы, в развитие и разработку месторождения алмазов в Архангельской области.

Высокий уровень капитальных затрат в секторе энергетики в 2012 г. был связан с выполнением инвестиционной программы, в частности строительства парогазовой установки мощностью 235 МВт в Астрахани.

В приведённой ниже таблице раскрыты объёмы капитальных затрат на разведку и добычу в новых перспективных регионах.

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
Ямал	338	476	372
Каспий <sup>(1)</sup>	1 635	1 425	555
Гана	20	13	216
Кот-д'Ивуар	180	44	227
Ирак	2 040	924	203
Узбекистан	657	477	480
<b>Итого</b>	<b>4 870</b>	<b>3 359</b>	<b>2 053</b>

<sup>(1)</sup> Российские и международные проекты.

Кроме того, в 2013 г. компания Группы совершила второй 50%-й платёж в сумме 835 млн долл. США за права на разработку участка недр, включающего месторождения Имилорское,

Западно-Имилорское и Источное в Западной Сибири. Первый 50%-й платёж был произведён в декабре 2012 г.

	2013	2012	2011
	(млн долл. США)		
<b>Приобретение компаний <sup>(1)</sup></b>			
Разведка и добыча			
Россия	2 397	200	252
За рубежом	–	22	500
Итого разведка и добыча	2 397	222	752
Переработка, торговля и сбыт			
Россия	333	25	10
За рубежом	46	658	342
Итого переработка, торговля и сбыт	379	683	352
Энергетика	30	–	–
За минусом приобретённых денежных средств	(21)	(19)	(4)
<b>Итого приобретений компаний</b>	<b>2 785</b>	<b>886</b>	<b>1 100</b>

<sup>(1)</sup> Включая предоплаты, связанные с приобретением компаний, и неденежные операции.

В 2013 г. Группа приобрела 100% акций ЗАО «Самара-Нафта» за 2,1 млрд долл. США и произвела платёж в сумме 266 млн долл. США за оставшиеся 50% акций ЗАО «Кама-ойл».

В 2012 г. Группа приобрела 20%-ю долю в ИСАБ за 609 млн долл. США.

#### → ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В 2013 г. приток денежных средств, связанный с изменением задолженности по краткосрочным и долгосрочным кредитам и займам, составил 4 125 млн долл. США по сравнению с оттоком в сумме 1 266 млн долл. США в 2012 г.

В четвёртом квартале 2013 г. Компания получила от ОАО «Сбербанк России» необеспеченный кредит в сумме 1,5 млрд долл. США с датами погашения до 2018 г. и процентной ставкой на уровне ЛИБОР (двенадцать месяцев) плюс 2,50% годовых.

Во втором квартале 2013 г. компания Группы выпустила два транша неконвертируемых облигаций общей стоимостью 3 млрд долл. США. Первый транш стоимостью 1,5 млрд долл. США был размещён со сроком погашения 5 лет и купонной доходностью 3,416% годовых, второй – стоимостью

1,5 млрд долл. США был размещён со сроком погашения 10 лет и купонной доходностью 4,563% годовых. Оба транша были размещены по номинальной стоимости и имеют полугодовой купон.

В декабре 2013 г. Компания заплатила 583 млн долл. США за оставшуюся 20%-ю долю в ИСАБ.

В 2012 г. Группа осуществила выкуп собственных акций на сумму 128 млн долл. США и приобрела облигации с правом обмена на акции на сумму 740 млн долл. США.

#### → КРЕДИТНЫЙ РЕЙТИНГ КОМПАНИИ

Агентство Standard & Poor's повысило долгосрочный корпоративный кредитный рейтинг и рейтинг по обязательствам Компании до уровня «BBB», прогноз – «стабильный».

Агентство Moody's подтвердило долгосрочный кредитный рейтинг Компании и долгосрочный рейтинг эмитента на уровне «Baa2», прогноз – «стабильный».

Рейтинговое агентство Fitch повысило Компании долгосрочный рейтинг дефолта эмитента до уровня «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 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 лицензионных обязательств.

В феврале 2013 г. Группа приступила к строительству комплекса глубокой переработки вакуумного газойля на площадке ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». Окончание строительства запланировано на конец 2015 г. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных со строительством комплекса, оценивается в 1 328 млн долл. США.

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. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по этому соглашению оценивается в 518 млн долл. США.

Группа имеет обязательства, связанные с осуществлением капитальных вложений по различным соглашениям о разделе продукции, в размере 318 млн долл. США в течение последующих 24 лет.

Компания подписала трехлетнее соглашение с компанией EDC Group Advisory Company Limited на 2013 – 2015 гг., по которому Группе будут оказаны услуги по бурению. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства, которая ежегодно пересматривается. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств, связанных со строительством, по этому соглашению в 2014 г. оценивается в 1 482 млн долл. США.

Компания подписала стратегическое соглашение на неопределенный срок с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг», по которому Группе будут оказаны услуги по строительству, инжинирингу и техническому обслуживанию. Объем таких услуг определяется на основе программы капитального строительства, которая ежегодно пересматривается. Размер обязательств, связанных с капитальным строительством, по этому соглашению на 2014 г. оценивается в 215 млн долл. США.

Группа подписала несколько соглашений на 2013–2015 гг. на строительство платформ на шельфе Каспийского моря. По состоянию на 31 декабря 2013 г. размер обязательств по этому соглашению оценивается в 1 371 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. По состоянию на 31 декабря 2013 г. Группа оценивает эти обязательства в 87 млн долл. США.

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

(млн долл. США)	Итого	2014	2015	2016	2017	2018	После
<b>Балансовые обязательства</b>							
Краткосрочная задолженность по займам и кредитам	156	156	-	-	-	-	-
Долгосрочные банковские займы и кредиты	2 660	249	234	217	138	1 590	232
Долгосрочные небанковские займы и кредиты	2	-	-	-	-	-	2
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2014 г.	899	899	-	-	-	-	-
Конвертируемые облигации в долларах США со ставкой 2,625% и сроком погашения в 2015 г.	1 462	-	1 462	-	-	-	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 6,356% и сроком погашения в 2017 г.	500	-	-	-	500	-	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 3,416% и сроком погашения в 2018 г.	1 500	-	-	-	-	1 500	-
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 7,250% и сроком погашения в 2019 г.	597	-	-	-	-	-	597
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
Неконвертируемые облигации в долларах США со ставкой 4,563% и сроком погашения в 2023 г.	1 500	-	-	-	-	-	1 500
Обязательства по аренде	47	34	12	1	-	-	-
<b>ИТОГО</b>	<b>10 821</b>	<b>1 338</b>	<b>1 708</b>	<b>218</b>	<b>638</b>	<b>3 090</b>	<b>3 829</b>
<b>Забалансовые обязательства</b>							
Обязательства по операционной аренде	453	154	82	57	43	37	80
Обязательства по капитальным вложениям в СРП	318	151	18	18	18	6	107
Обязательства по капитальным вложениям сегмента энергетики	87	85	2	-	-	-	-
Обязательства по контракту с EDC Group Advisory Company Limited	1 482	1 482	-	-	-	-	-
Обязательства «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас АД»	518	505	13	-	-	-	-
Обязательства ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	1 328	560	750	18	-	-	-
Обязательства по контракту с ЗАО «Глобалстрой-Инжиниринг»	223	215	8	-	-	-	-
Обязательства в рамках обустройства месторождения им. В. Филановского	1 371	595	776 <sup>(1)</sup>	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> Обязательства, исполнение которых запланировано на 2015 и 2016 гг.

## → СУДЕБНЫЕ РАЗБИРАТЕЛЬСТВА

27 ноября 2001 г. Archangel Diamond Corporation (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 заявила, 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. Однако, 21 ноября 2005 г. в связи с допущенной процессуальной ошибкой Верховный суд штата Колорадо вернул дело в Апелляционный суд штата Колорадо, а Апелляционный суд штата Колорадо, в свою очередь, вернул дело в Окружной суд. 20 октября 2011 г. Окружной суд города Денвер вынес решение об оставлении без рассмотрения всех исковых требований к Компании в связи с отсутствием юрисдикции. Данное решение было подтверждено Апелляционным судом штата Колорадо 23 августа 2012 г. 1 июля 2013 г. Верховный суд штата Колорадо отказал в удовлетворении поданного АДК ходатайства об истребовании дела из нижестоящего суда в вышестоящий. Дело в суде штата завершено.

## → 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.

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. АДК подала апелляции против приостановления истребования информации. Слушание в Окружном суде округа состоялось 19 ноября 2013 г. Решение суда ожидается в ближайшее время. Компания планирует добиваться отклонения дела и решительно защищать свою 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 её деятельности. Несмотря на то, что данные разбирательства могут быть связаны с применением существенных санкций в отношении Группы и несут в себе некоторую неопределённость, свойственную любому судебному разбирательству, руководство считает, что их конечный результат не будет иметь существенного негативного влияния на операционные результаты деятельности или финансовое состояние Группы.

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.

## → 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.*



## Справочная информация

Наиболее полную и оперативную информацию о Компании Вы всегда можете найти на ее веб-сайте [www.lukoil.ru](http://www.lukoil.ru) (русский язык) или [www.lukoil.com](http://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](mailto:shareholder@lukoil.com)

### → ОТНОШЕНИЯ С ИНВЕСТОРАМИ

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

### → ПРЕСС-СЛУЖБА

Телефон: +7 (495) 627-16-77  
Электронная почта: [media@lukoil.com](mailto: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
7. Отчет об устойчивом развитии
8. Отчет об корпоративном управлении
9. Основные тенденции развития нефтегазовой отрасли до 2025 года

### → 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 отчета, являются равнозначными и относятся к группе «ЛУКОЙЛ» в целом, ОАО «ЛУКОЙЛ» и/или ее дочерним обществам в зависимости от контекста.

Словосочетания и слова «бизнес-сегмент» и «сегмент», используемые в тексте данного отчета, являются равнозначными и обозначают деление деятельности Компании на операционные сегменты.

При пересчете из рублей в доллары США, если не указано иное, использовался средний обменный курс за 2013 год (31,9 руб./долл.).

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

Проценты изменения результатов операционной деятельности за 2013 год, приведенных в млн т, рассчитаны на основе соответствующих показателей в тыс. т.

Крупнейшие частные нефтегазовые компании мира включают: Shell, Eni, Total, ConocoPhillips, Chevron, BP, ExxonMobil.

### → СОКРАЩЕНИЯ

**АТР** – Азиатско-тихоокеанский регион  
**барр. н. э.** – баррель нефтяного эквивалента  
**ВГО** – вакуумный газоль  
**ВСТО** – нефтепровод «Восточная Сибирь–Тихий океан»  
**ГТУ-ТЭЦ** – теплоэлектроцентраль с газотурбинной установкой  
**ДКС** – дожимная компрессорная станция  
**долл.** – доллар США  
**ДТ** – дизельное топливо  
**КТК** – каспийский трубопроводный консорциум  
**НГДО** – нефтегазодобывающая организация  
**НГДУ** – нефтегазодобывающее управление  
**НДПИ** – налог на добычу полезных ископаемых  
**НПЗ** – нефтеперерабатывающий завод  
**НПК** – нефтеперерабатывающий комплекс  
**НТР** – научно-технические работы  
**НХК** – нефтехимический комплекс  
**ОПБУ** – общепринятые принципы бухгалтерского учёта  
**ОПР** – опытно-промышленные работы  
**руб.** – российский рубль  
**СП** – совместное предприятие  
**ТПП** – территориально-производственное предприятие  
**ФКЦБ** – Федеральная комиссия по ценным бумагам и биржам  
**ЦБПО** – Центральная база производственного обслуживания  
**ЦДУ ТЭК** – Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса  
**EBITDA (Earnings before Interest, Taxation, Depreciation & Amortisation)** – прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации  
**ERM (Enterprise Risk Management)** – управление рисками предприятия  
**IEA (International Energy Agency)** – Международное энергетическое агентство  
**UN (United Nations)** – Организация Объединённых Наций



www.lukoil.ru