



ЛУКОЙЛ

СПРАВОЧНИК АНАЛИТИКА

2005

»»» СОДЕРЖАНИЕ

ЛУКОЙЛ в мире

ЛУКОЙЛ сегодня	2
ЛУКОЙЛ на карте мира	4
История развития группы «ЛУКОЙЛ»	6
Операционная структура группы «ЛУКОЙЛ» (2004)	8
Запасы нефти	10
Запасы газа	11
Добыча нефти	12
Добыча газа	13
Нефтепереработка	14
Экспорт нефти	15

ЛУКОЙЛ в России

ЛУКОЙЛ сегодня	16
Запасы и добыча	17
Нефтепереработка	19
Экспорт нефти и нефтепродуктов	21

Разведка и добыча

Геолого-разведочные работы	22
Запасы нефти	24
Запасы газа	26
Запасы углеводородов	28
Разработка месторождений	31
Добыча нефти	36
Добыча газа	40
Добыча углеводородов	43
Крупнейшие месторождения группы «ЛУКОЙЛ»	44
Новые месторождения группы «ЛУКОЙЛ»	49
Международные проекты группы «ЛУКОЙЛ»	51

Переработка нефти и газа

Нефтепереработка	62
Газопереработка	80
Нефтехимия	82

Реализация продукции

Транспорт	88
Сбыт нефти	90
Сбыт нефтепродуктов	91
Сбыт нефтехимической продукции	93
Товарный баланс дочерних обществ группы «ЛУКОЙЛ» (2004)	94

Корпоративное управление

Структура управления ОАО «ЛУКОЙЛ»	96
Комитеты Совета директоров	97

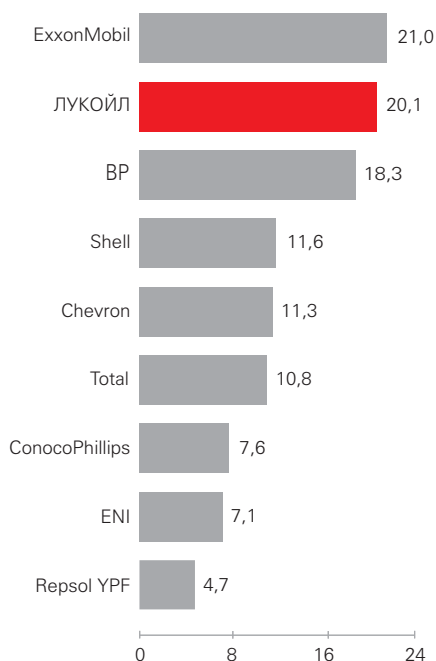
Финансы

Акции Компании	98
Налоговое окружение	102
Макроэкономическое окружение	105
Консолидированная отчетность	106
Финансовые коэффициенты	111

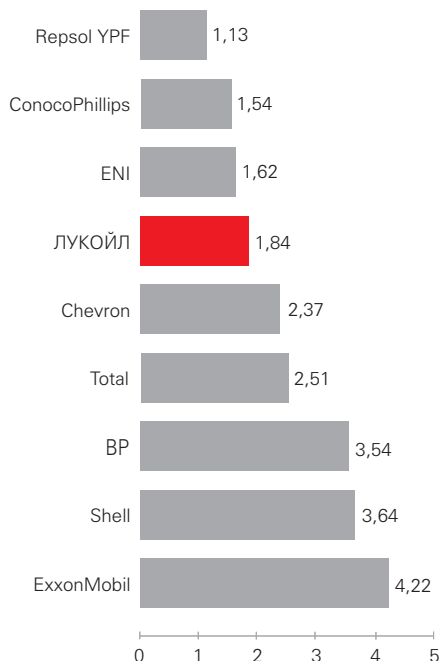
Справочная информация	120
-----------------------------	-----

ЛУКОЙЛ СЕГОДНЯ

Доказанные запасы углеводородов крупнейших частных нефтяных компаний мира (31.12.2004), млрд барр. н. э.



Добыча углеводородов крупнейшими частными нефтяными компаниями мира (2004), млн барр. н. э./сут



ЛУКОЙЛ –

одна из крупнейших международных вертикально интегрированных нефтегазовых компаний. Основными видами деятельности Компании являются разведка и добыча нефти и газа, производство нефтепродуктов и нефтехимической продукции, а также сбыт произведенной продукции. Основная часть деятельности Компании в секторе разведки и добычи осуществляется на территории Российской Федерации, основной ресурсной базой является Западная Сибирь. Основная часть продукции Компании реализуется на международном рынке. ЛУКОЙЛ занимается сбытом нефтепродуктов в России, Восточной Европе, странах СНГ и США.

ЛУКОЙЛ сегодня – это:

- **1,3%** общемировых запасов нефти
- **2,1%** общемировой добычи нефти

- **0,4%** общемировых запасов газа
- **0,2%** общемировой добычи газа

- **2,5%** общемирового экспорта нефти

- **1,4%** общемировых нефтеперерабатывающих мощностей
- **1,2%** общемировых объемов нефтепереработки

- Компания **№1** среди крупнейших мировых частных нефтегазовых компаний по размеру доказанных запасов нефти
- Компания **№2** среди крупнейших мировых частных нефтегазовых компаний по размеру доказанных запасов углеводородов

- Компания **№4** среди крупнейших мировых частных нефтегазовых компаний по объему добычи нефти
- Компания **№6** среди крупнейших мировых частных нефтегазовых компаний по объему добычи углеводородов

ЛУКОЙЛ ведет деятельность более чем в 30 странах мира:

- Проводит геолого-разведочные работы в **9** странах
- Располагает доказанными запасами нефти в **5** странах
- Располагает доказанными запасами газа в **4** странах

- Осуществляет добычу нефти в **3** странах
- Осуществляет добычу газа в **2** странах

- Владеет нефтеперерабатывающими заводами в **4** странах
- Владеет нефтехимическими заводами в **3** странах

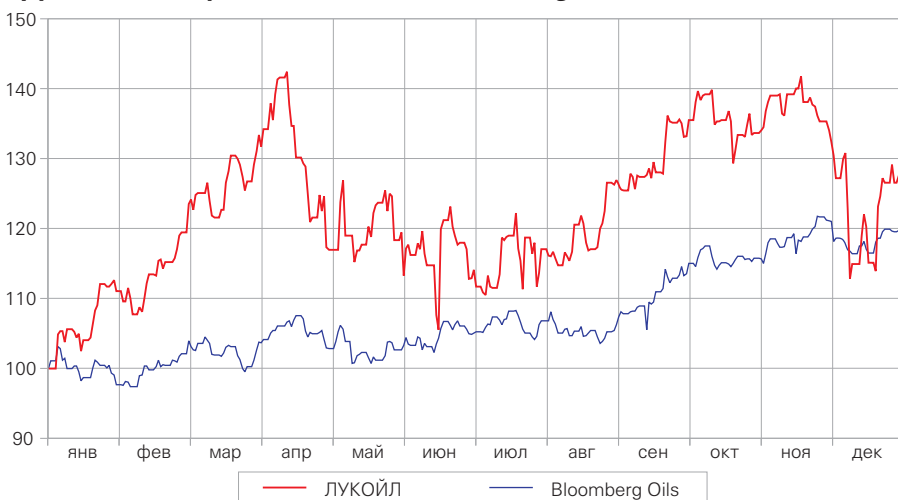
- Занимается сбытом нефтепродуктов в **17** странах

- > Компания **№13** среди 100 крупнейших мировых частных и государственных нефтяных компаний по объему чистой прибыли
- > Компания **№26** среди 100 крупнейших мировых частных и государственных нефтяных компаний по размеру активов
- > Компания **№28** среди 100 крупнейших мировых частных и государственных нефтяных компаний по объему продаж

- > Компания **№15** среди 100 крупнейших мировых частных нефтяных компаний по капитализации

- > Ценные бумаги Компании торгуются в **4** странах мира на биржевом и внебиржевом рынках
- > Ценные бумаги Компании занимают **первое** место по ликвидности среди акций компаний стран Центральной и Восточной Европы, торгуемых на Лондонской фондовой бирже

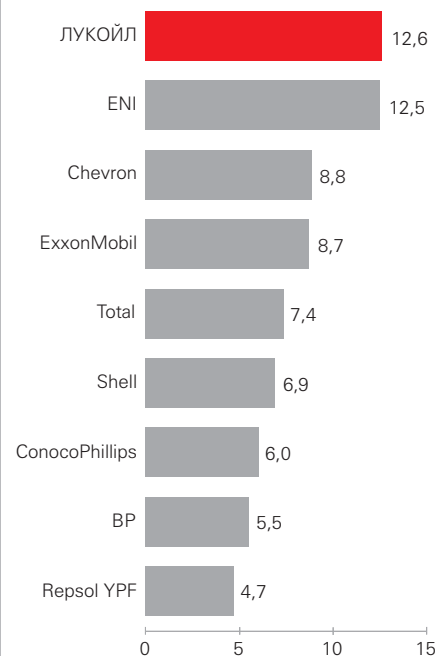
Динамика котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом крупнейших нефтяных компаний Bloomberg Oils (2004), %



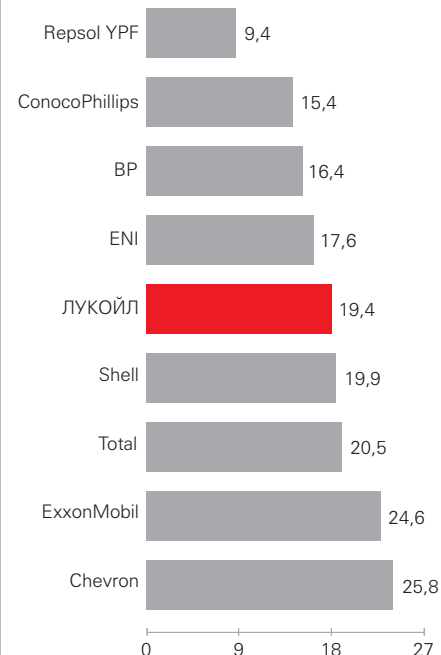
Страны, в которых торгуются ценные бумаги ОАО «ЛУКОЙЛ»



Доля чистой прибыли в выручке крупнейших частных нефтяных компаний мира (2004), %



Доходность на вложенный капитал (ROACE) крупнейших частных нефтяных компаний мира (2004), %



»»» ЛУКОЙЛ НА КАРТЕ МИРА

ЛУКОЙЛ – ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ
ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ





ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»**1991**

Постановлением Совета Министров СССР создается государственный нефтяной концерн «ЛангепасУрай-Когалымнефть», объединяющий три нефтедобывающих предприятия: «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз» – и три НПЗ: Пермский, Волгоградский и Новоуфимский.

1993

Постановлением Правительства РФ учреждается ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», в уставный капитал которого вносятся контрольные пакеты акций добывающих, перерабатывающих и сбытовых предприятий. Утверждается план приватизации и регистрируется первая эмиссия акций ОАО «ЛУКОЙЛ».

1994

Завершается первый этап приватизации, и начинается организованная торговля акциями Компании на вторичном рынке. Компания входит в проект Азери – Чираг – Гюнешли (Азербайджан).

1995

Постановлением Правительства РФ в уставный капитал Компании передаются контрольные пакеты акций девяти нефтедобывающих, сбытовых и сервисных предприятий в Западной Сибири, Поволжье и на Урале. Группа «ЛУКОЙЛ» переходит на единую акцию. Крупным акционером и стратегическим партнером ОАО «ЛУКОЙЛ» становится американская компания Atlantic Richfield Company (ARCO). Компания входит в международные проекты Кумколь (Казахстан) и Мелейя (Египет).

1996

На международном рынке размещаются американские депозитарные расписки на акции ОАО «ЛУКОЙЛ». Компания входит в проект Шах-Дениз (Азербайджан).

1997

Компания входит в проекты Карачаганак и Тенгиз (Казахстан) и Западная Курна-2 (Ирак). Завершается консолидация основных дочерних обществ ОАО «ЛУКОЙЛ» путем обмена их акций на акции Компании.

1998

Компания приобретает румынский НПЗ «Петротел» и ОАО «Ставролен» (Россия), а также входит в проект D-222 (Азербайджан).

1999

Компания становится собственником ОАО «КомитЭК», Одесского НПЗ (Украина), Ухтинского НПЗ, ООО «Саратовнефтеоргсинтез» и НПЗ в Бургасе (Болгария).

2000

Компания приобретает американскую Getty Petroleum Marketing Inc., владеющую около 1 300 АЗС на северо-востоке США. Создается совместное нефтехимическое предприятие (ЗАО «ЛУКОР») с концерном «Ориана». Происходит консолидация ОАО «РИТЭК» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

2001

Компания покупает ОАО «Ямалнефтегаздобыча», которому принадлежат лицензии на право пользования недрами в Большехетской впадине. Компания становится владельцем Нижегородского НПЗ. ЛУКОЙЛ приобретает ОАО «Архангельскгеолдобыча» и несколько более мелких компаний (ООО «Харьяганефть», ОАО «Битран», ЗАО «Байтек-Силур», ООО «АмКоми»), владеющих лицензиями на разработку месторождений Тимано-Печоры. Проводится конвертация привилегированных акций в обыкновенные в соотношении 1:1. Компания входит в проект WEEM (Египет).

2002

Начинается реализация программы реструктуризации, основными целями которой являются повышение эффективности деятельности Компании и увеличение ее акционерной стоимости. ЛУКОЙЛ становится первой российской компанией, получившей полный вторичный листинг на Лондонской фондовой бирже. На Лондонской фондовой бирже размещен государственный пакет акций ОАО «ЛУКОЙЛ» (5,9%). Приобретены компании ООО «УралОйл» и ООО «КомиКуэст». Компания входит в проект Кондор (Колумбия).

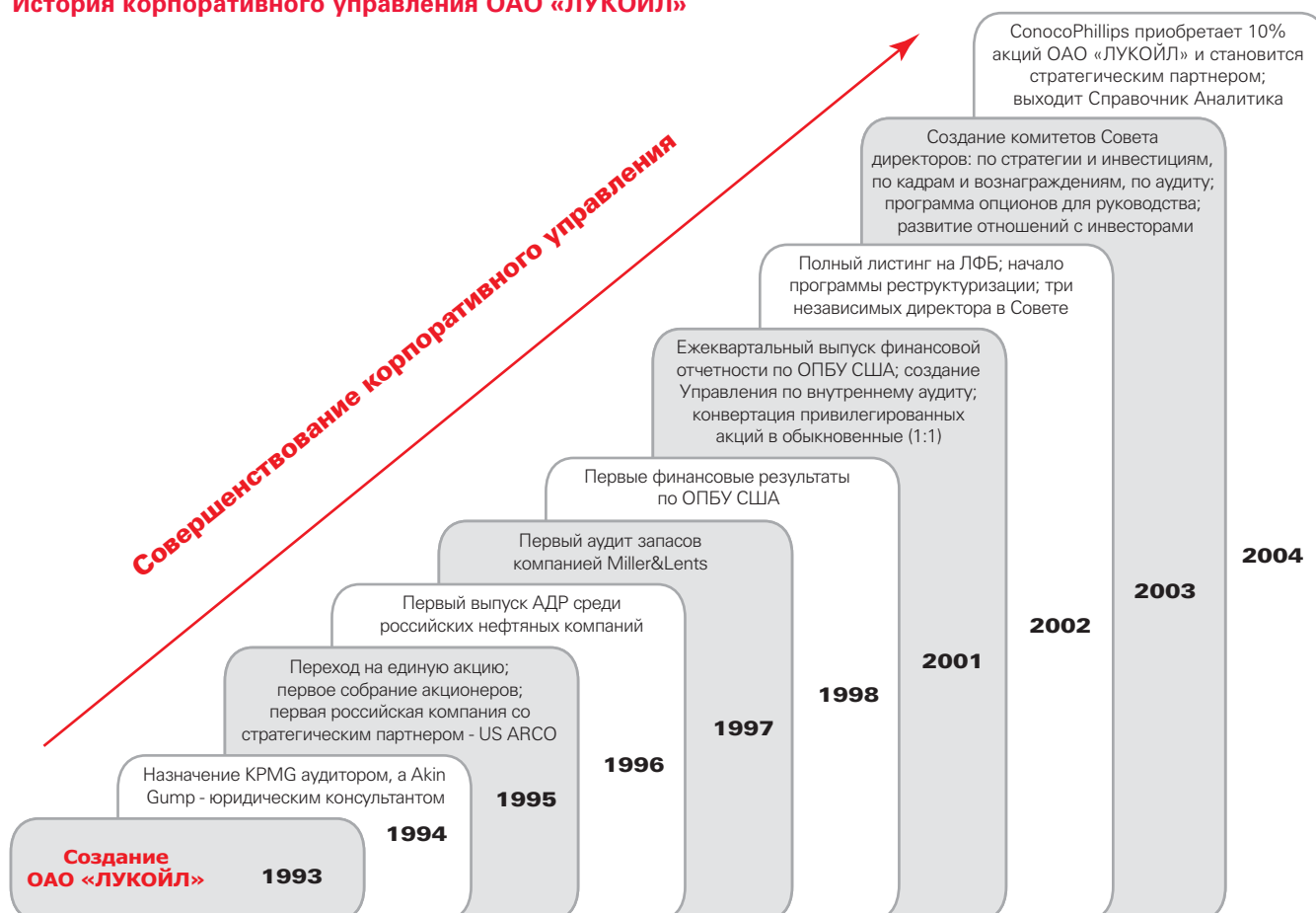
2003

Подписывается соглашение с Роснефтью о купле-продаже активов ОАО «Архангельскгеолдобыча», ЗАО «Росшельф» и ООО «Компания Полярное сияние». Завершается консолидация ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ОАО «Коминнефть», ОАО «Ухтанефть», ОАО «Тэбукнефть», ОАО «ЯНТК», ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» и ЗАО «Инвестнафта». Приобретается компания ЗАО «РКМ-ойл». ЛУКОЙЛ приобретает 79,5% акций сербской компании «Беопетрол», контролирующей около 20% розничного топливного рынка Сербии. Продана доля в проекте Азери – Чираг – Гюнешли. Компания входит в проекты Западный и Северо-Восточный Гейсум (Египет) и Анаран (Иран).

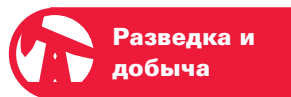
2004

ЛУКОЙЛ входит в проекты Тюб-Караган и Аташский на шельфе Казахстана и в газовые проекты Блок А (Саудовская Аравия) и Кандым – Хаузак – Шады

(Узбекистан). ЛУКОЙЛ приобретает у ENI Group вторую половину участия в LUKAgip. Пущен в эксплуатацию после модернизации НПЗ «Петротел-ЛУКОЙЛ». У компании ConocoPhillips приобретаются 779 АЗС, расположенных в американских штатах Нью-Джерси и Пенсильвания. Вводится в эксплуатацию месторождение Кравцовское на шельфе Балтийского моря. Пущен в эксплуатацию распределительно-перевалочный комплекс в Высоцке. Продана 100-процентная доля в уставном капитале ООО «ЛУКОЙЛ-Бурение». Принято решение о продаже контрольных пакетов акций ОАО Банк «Петрокоммерц», ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой» и ЗАО «Арктикнефть». ConocoPhillips приобретает 7,6% обыкновенных акций ОАО «ЛУКОЙЛ», находящихся в федеральной собственности. ОАО «ЛУКОЙЛ» становится полностью частной компанией. ЛУКОЙЛ и ConocoPhillips объявляют о создании широко-масштабного стратегического альянса.

История корпоративного управления ОАО «ЛУКОЙЛ»

>>> ОПЕРАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» (2004)

Россия


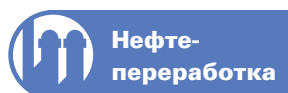
Западная Сибирь
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь

Поволжье
Нижневолжскнефть

Предуралье
ЛУКОЙЛ-Пермь

Тимано-Печора
ЛУКОЙЛ-Коми
Нарьянмарнефтегаз
ЛУКОЙЛ-Север

Прочие
РИТЭК
Калининградморнефть

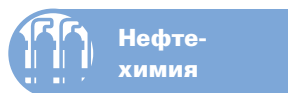


Поволжье
Волгограднефтепереработка
Нижегороднефтеоргсинтез

Тимано-Печора
Ухтанефтепереработка

Предуралье
Пермнефтеоргсинтез

Западная Сибирь
Мини-НПЗ в Урае
Мини-НПЗ в Когалыме



Поволжье
Ставролен

Поволжье
Саратоворгсинтез



Поволжье
Коробковский ГПЗ

Предуралье
Пермнефтегазпереработка

Тимано-Печора
Усинский ГПЗ

Западная Сибирь
Локовский ГПЗ



Волганефтепродукт
Нижневолжскнефтепродукт
Пермнефтепродукт
Северо-Западнефтепродукт
Севернефтепродукт

Средневолжскнефтепродукт
Уралнефтепродукт
Центрнефтепродукт
Челябнефтепродукт
Югнефтепродукт

Зарубежье

Казахстан
Карачаганак
Кумколь
Тенгиз
Тюб-Караган
Аташский

Азербайджан
Шах-Дениз
D-222 (Ялама)

Болгария
ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас

Украина
Одесский НПЗ

Болгария
ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас

Узбекистан
Кандым – Хаузак – Шады

Иран
Анаран

Ирак
Западная Курна-2

Саудовская Аравия
Блок А

Румыния
Петротел-ЛУКОЙЛ

Украина
Карпатнефтехим

Египет
Мелейя
WEEM
Западный Гейсум
Северо-Восточный Гейсум

Колумбия
Кондор

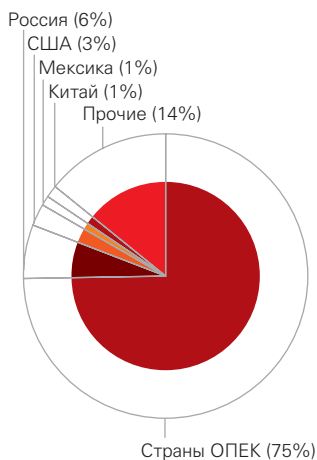
ЛУКОЙЛ-Азербайджан
ЛУКОЙЛ-Балтия
ЛУКОЙЛ-Сербия
ЛУКОЙЛ-Беларусь
ЛУКОЙЛ-Болгария

ЛУКОЙЛ-Венгрия
ЛУКОЙЛ-Грузия
ЛУКОЙЛ-Румыния
ЛУКОЙЛ-Кипр
ЛУКОЙЛ-Молдова

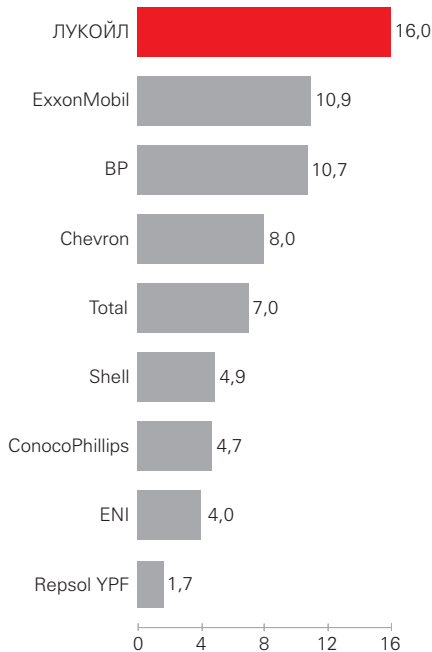
ЛУКОЙЛ-Польша
ЛУКОЙЛ-Турция
ЛУКОЙЛ-Украина
ЛУКОЙЛ-США
ЛИТАСКО

ЗАПАСЫ НЕФТИ

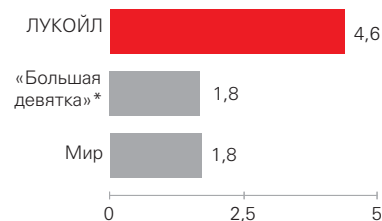
Распределение запасов нефти по странам мира (31.12.2004)



Доказанные запасы нефти крупнейших частных нефтяных компаний мира (31.12.2004), млрд барр.



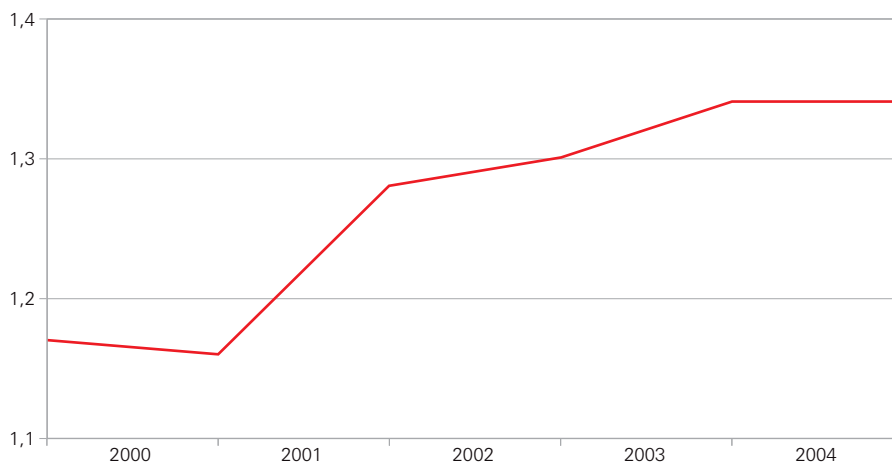
Среднегодовой темп прироста доказанных запасов нефти (2000–2004), %



* 9 крупнейших частных нефтяных компаний мира

- > ЛУКОЙЛ проводит геолого-разведочные работы в **9** странах мира
- > ЛУКОЙЛ располагает доказанными запасами нефти в **5** странах мира
- > Доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец 2004 года составляют **15,97** млрд барр.
- > Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировых запасах нефти по состоянию на конец 2004 года составляет **1,3%**
- > Доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» выросли за последние 5 лет на **25%**

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировых запасах нефти, %



- > По запасам нефти ЛУКОЙЛ находится на **первом** месте среди крупнейших частных нефтегазовых компаний мира
- > ЛУКОЙЛ является одним из **лидеров** по среднегодовому темпу прироста доказанных запасов нефти

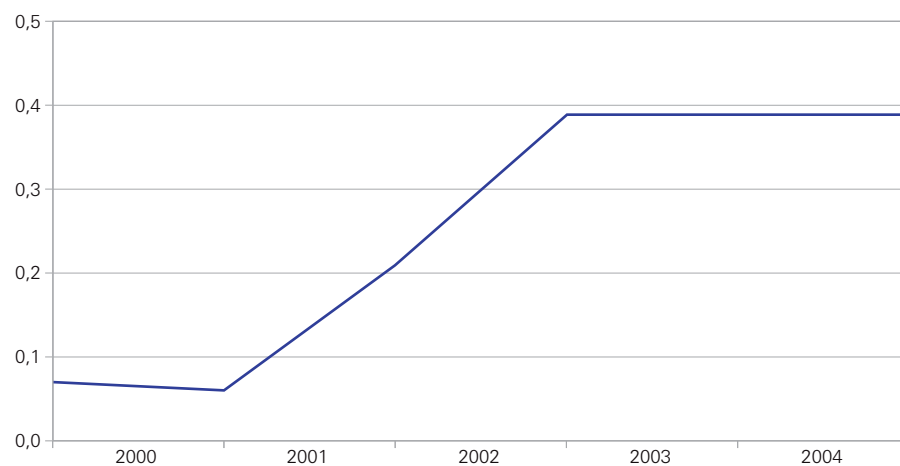
Страны, в которых ЛУКОЙЛ располагает запасами нефти



ЗАПАСЫ ГАЗА

- ЛУКОЙЛ проводит геолого-разведочные работы в **9** странах мира
- ЛУКОЙЛ располагает доказанными запасами газа в **4** странах мира
- Доказанные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец 2004 года составляют **24,6** трлн фут³
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировых запасах газа по состоянию на конец 2004 года составляет **0,4%**
- Доказанные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» выросли за последние 5 лет в **6,3** раза

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировых запасах газа, %

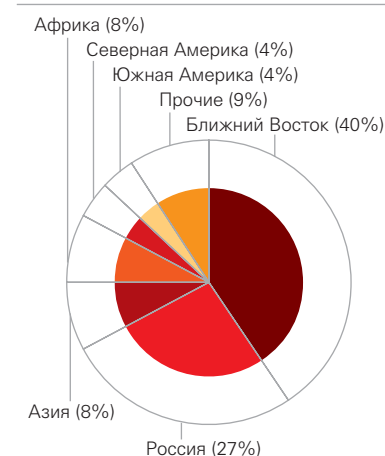


- По запасам газа ЛУКОЙЛ находится на **четвертом** месте среди крупнейших частных нефтегазовых компаний мира
- ЛУКОЙЛ является одним из **лидеров** по среднегодовому темпу прироста доказанных запасов газа

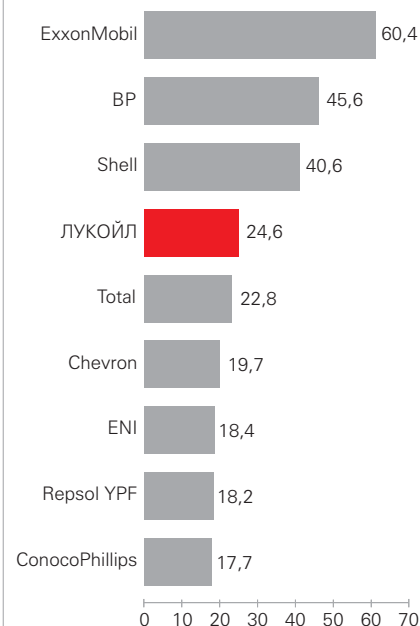
Страны, в которых ЛУКОЙЛ располагает запасами газа



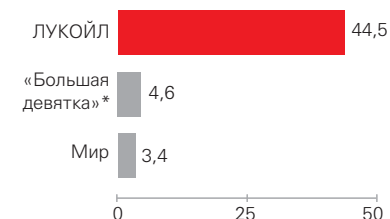
Распределение запасов газа по регионам мира (31.12.2004)



Доказанные запасы газа крупнейших частных нефтяных компаний мира (31.12.2004), трлн фут³



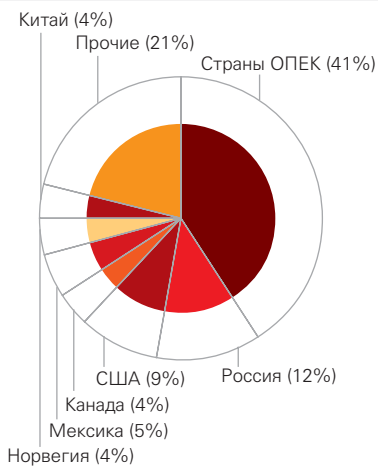
Среднегодовой темп прироста доказанных запасов газа (2000–2004), %



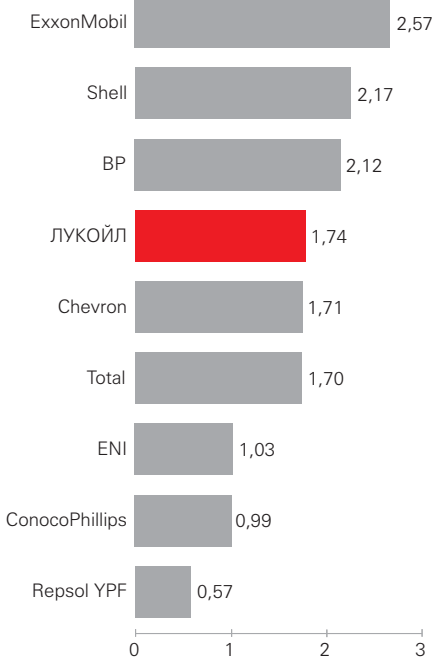
* 9 крупнейших частных нефтяных компаний мира

ДОБЫЧА НЕФТИ

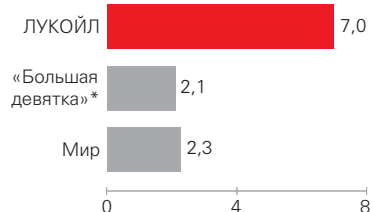
Распределение добычи нефти по странам мира (2004)



Добыча нефти крупнейшими частными нефтяными компаниями мира (2004), млн барр./сут



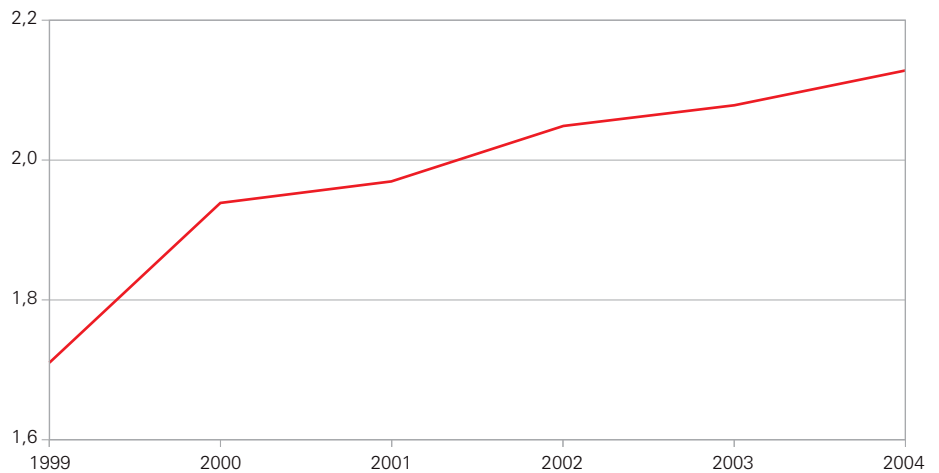
Среднегодовой темп прироста добычи нефти (2000–2004), %



* 9 крупнейших частных нефтяных компаний мира

- ЛУКОЙЛ осуществляет добычу нефти в **3** странах мира
- В 2004 году добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» составила **86,2** млн т (**635** млн барр.)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировой добыче нефти в 2004 году составила **2,1%**
- Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ» выросла за последние пять лет на **40,2%**

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировой добыче нефти, %



- По добыче нефти ЛУКОЙЛ находится на **четвертом** месте среди крупнейших частных нефтегазовых компаний мира
- ЛУКОЙЛ является одним из **лидеров** по среднегодовому темпу прироста добычи нефти

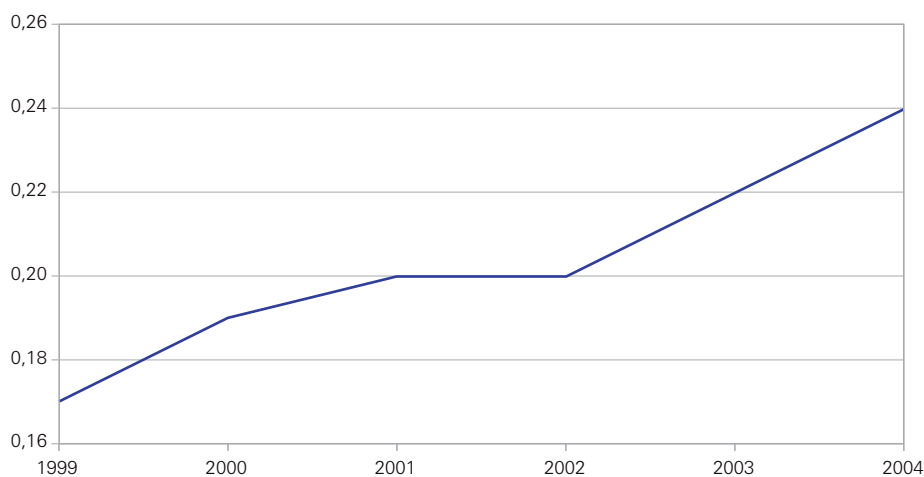
Страны, в которых ЛУКОЙЛ осуществляет добычу нефти



ДОБЫЧА ГАЗА

- ЛУКОЙЛ осуществляет добычу газа в **2** странах мира
- В 2004 году добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» составила **6,47** млрд м³ (**229** млрд фут³)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировой добыче газа в 2004 году составила **0,24%**
- Добыча газа группой «ЛУКОЙЛ» выросла за последние пять лет более чем на **66,4%**

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировой добыче газа, %

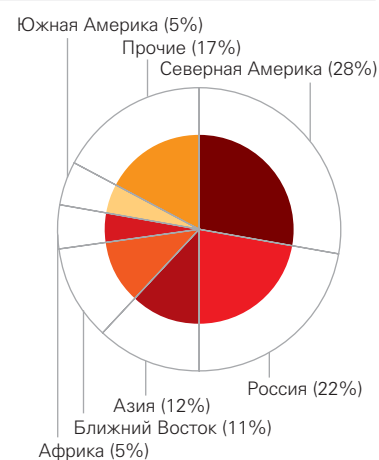


- По добыче газа ЛУКОЙЛ отстает от крупнейших частных нефтегазовых компаний мира, однако этому направлению в настоящее время уделяется особое внимание
- ЛУКОЙЛ является одним из лидеров по темпам прироста добычи газа

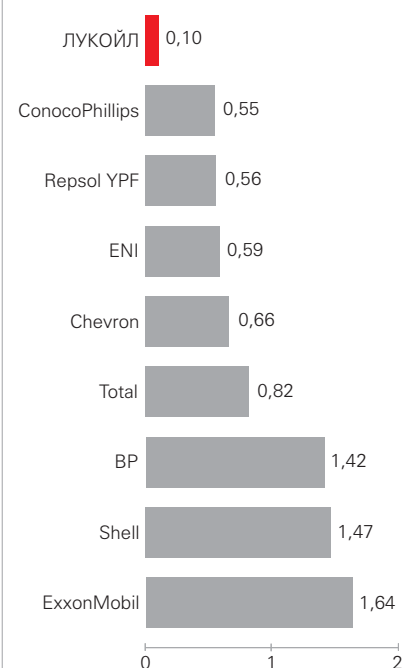
Страны, в которых ЛУКОЙЛ осуществляет добычу газа



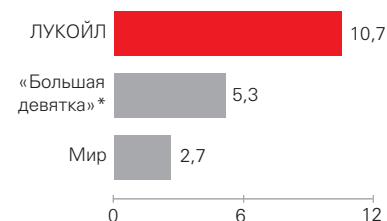
Распределение добычи газа по регионам мира (2004)



Добыча газа крупнейшими частными нефтяными компаниями мира (2004), млн барр. н. э./сут



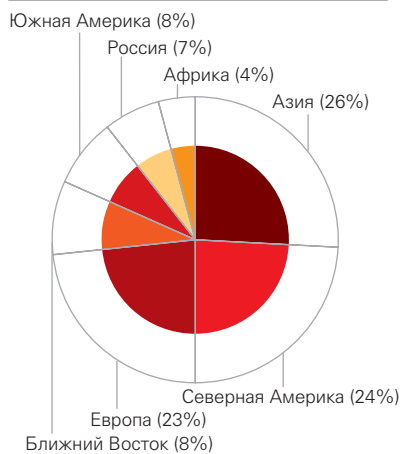
Среднегодовой темп прироста добычи газа (2000–2004), %



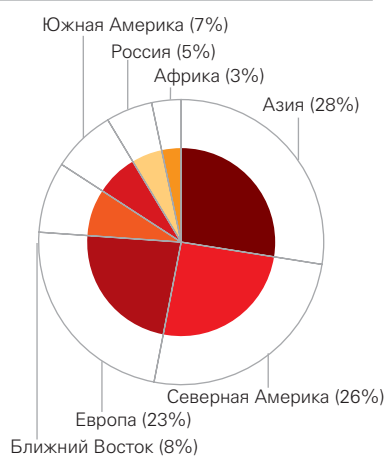
* 9 крупнейших частных нефтяных компаний мира

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Распределение нефтеперерабатывающих мощностей по регионам мира (31.12.2004)

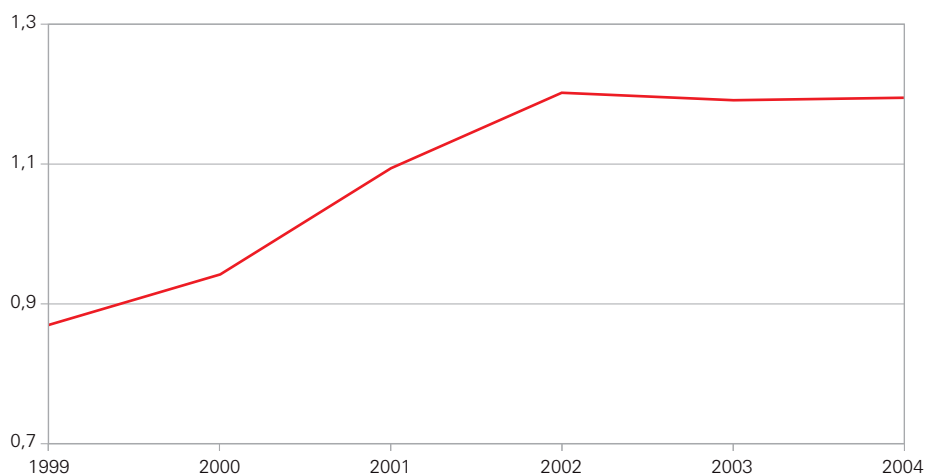


Распределение объемов нефтепереработки по регионам мира (2004)

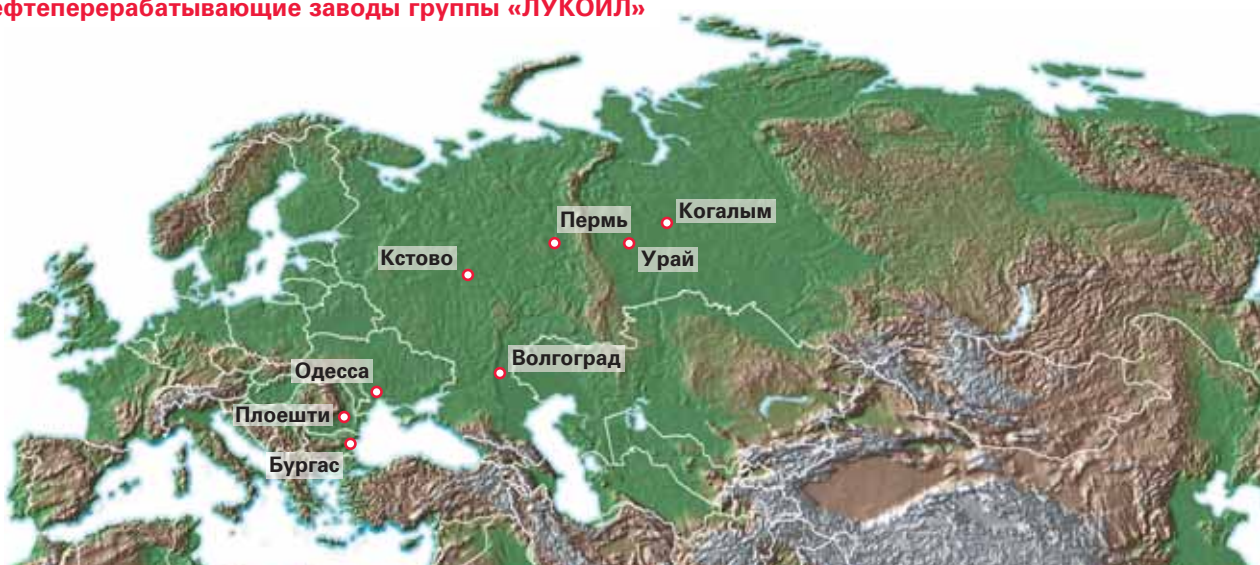


- ЛУКОЙЛ владеет нефтеперерабатывающими заводами в **4** странах мира
- Суммарная мощность нефтеперерабатывающих заводов группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец 2004 года составляет **58,5** млн т/год (**429** млн барр./год), или **1,4%** от общемировых мощностей
- В 2004 году на нефтеперерабатывающих заводах группы «ЛУКОЙЛ» было переработано **44** млн т (**323** млн барр.) нефтяного сырья, что составило **1,2%** от объема общемировой нефтепереработки
- За последние пять лет переработка нефти на заводах группы «ЛУКОЙЛ» выросла более чем на **50%**, а доля заводов Компании в общемировой нефтепереработке выросла почти в **1,4** раза

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировой нефтепереработке, %



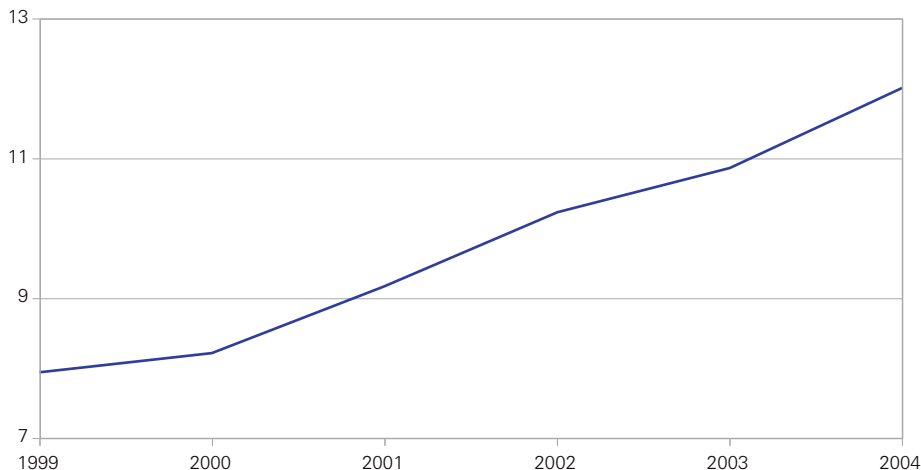
Нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



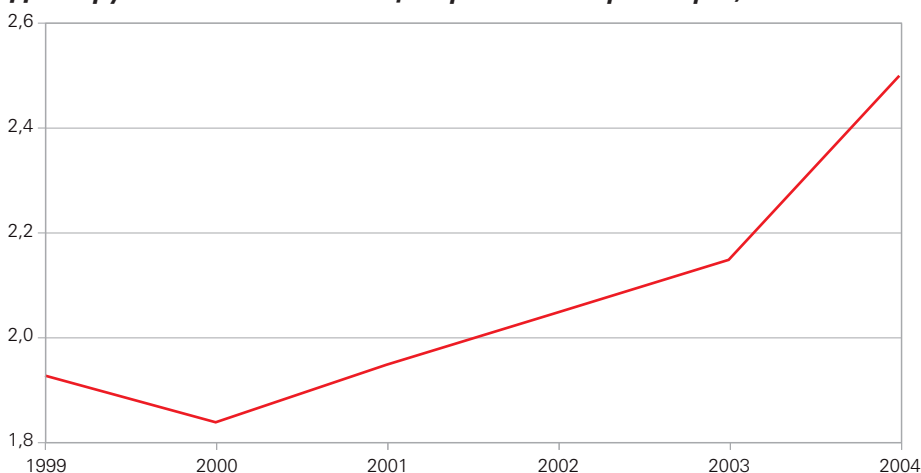
ЭКСПОРТ НЕФТИ

В 2004 году дочерние общества группы «ЛУКОЙЛ» экспортировали из России **46,3** млн т нефти, что составило **2,5%** от общемирового экспорта

Доля России в общемировом экспорте нефти, %



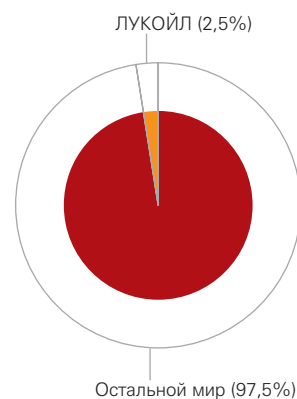
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировом экспорте нефти, %



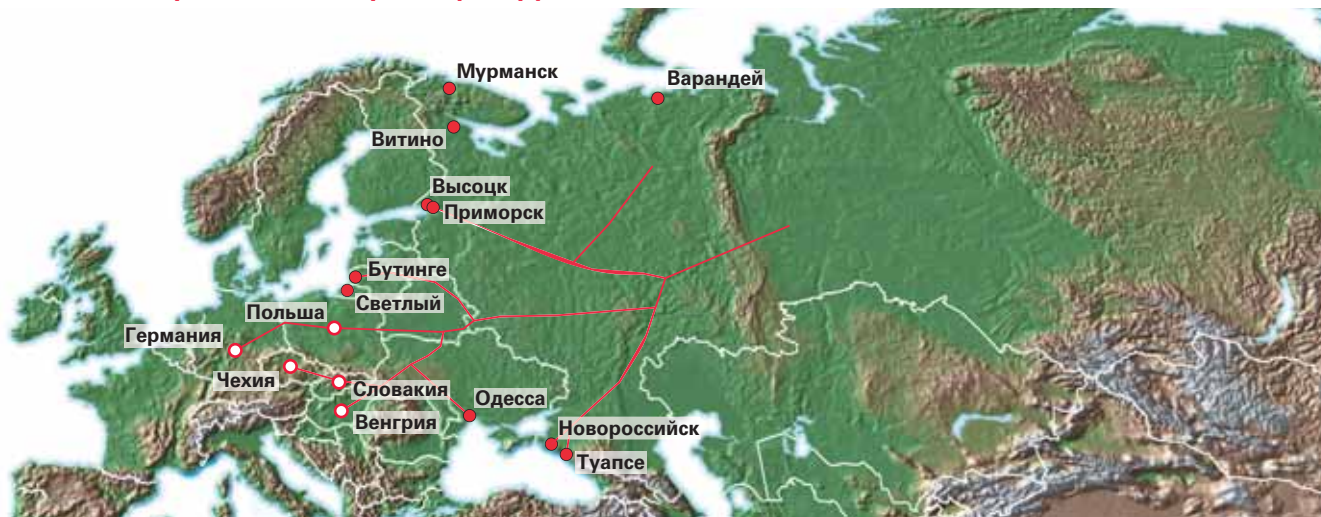
Распределение экспорта нефти по регионам мира (2004)



Доля группы «ЛУКОЙЛ» в общемировом экспорте нефти (2004)

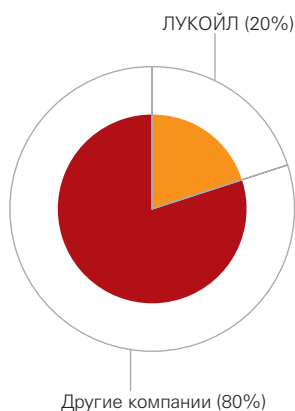


Основные направления экспорта нефти группы «ЛУКОЙЛ»

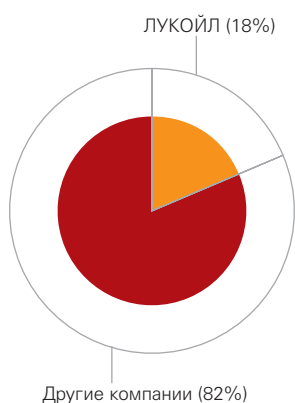


LUKOIL СЕГОДНЯ

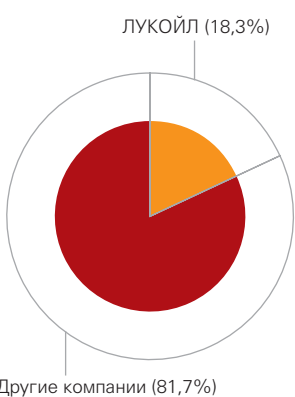
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российских запасах нефти (31.12.2004)



Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российской добыче нефти (2004)



Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российской нефтепереработке (2004)



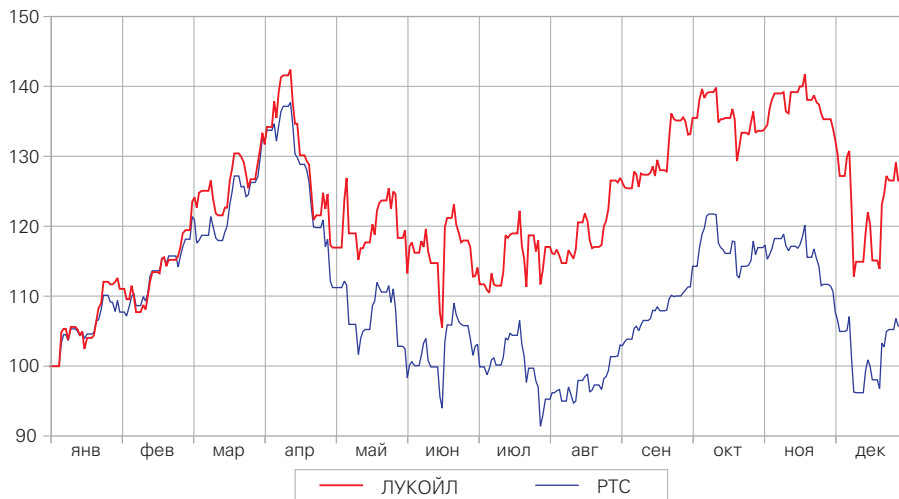
ЛУКОЙЛ –

крупнейшая российская нефтяная бизнес-группа с ежегодным оборотом более 30 млрд долл. Основная часть деятельности Компании осуществляется на территории четырех федеральных округов РФ: Северо-Западного, Приволжского, Уральского и Южного. Основной ресурсной базой и основным регионом нефтедобычи Компании является Западная Сибирь. В России Компании принадлежат четыре нефтеперерабатывающих завода и два мини-НПЗ, а также четыре газоперерабатывающих завода. Кроме того, в состав российских активов группы «ЛУКОЙЛ» входят два нефтехимических предприятия. Компания занимается сбытом нефтепродуктов в 59 субъектах Российской Федерации.

ЛУКОЙЛ сегодня – это:

- **20%** российских запасов нефти
- **18%** российской добычи нефти
- **15,4%** российских нефтеперерабатывающих мощностей
- **18,3%** российской нефтепереработки
- **20,7%** российского экспорта нефти
- **17,4%** российского экспорта нефтепродуктов

Динамика котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом РТС (2004), %

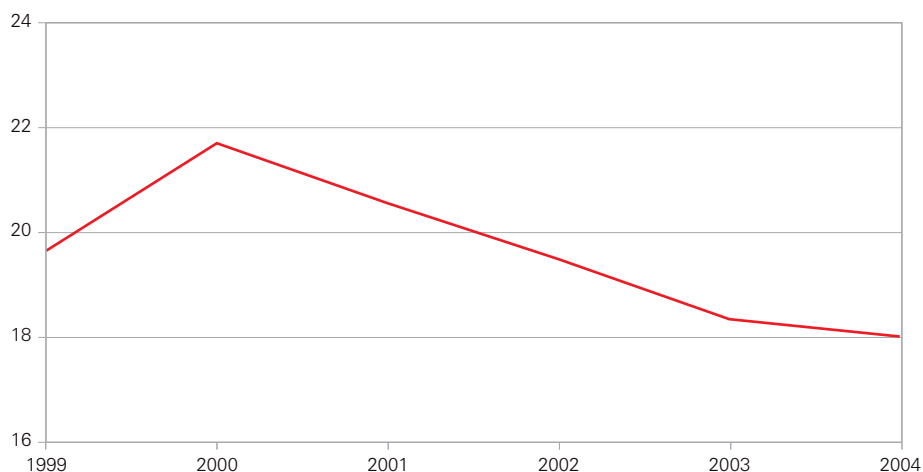


- Компания, акции которой занимают **первое** место по ликвидности среди акций компаний нефтегазового сектора и **второе** – среди акций всех эмитентов РТС
- **Лидер** среди российских компаний по информационной открытости и прозрачности, **первая** российская компания, получившая полный листинг на Лондонской фондовой бирже
- **Единственная** частная российская нефтяная компания, в акционерном капитале которой доминируют миноритарные акционеры

»»» ЗАПАСЫ И ДОБЫЧА

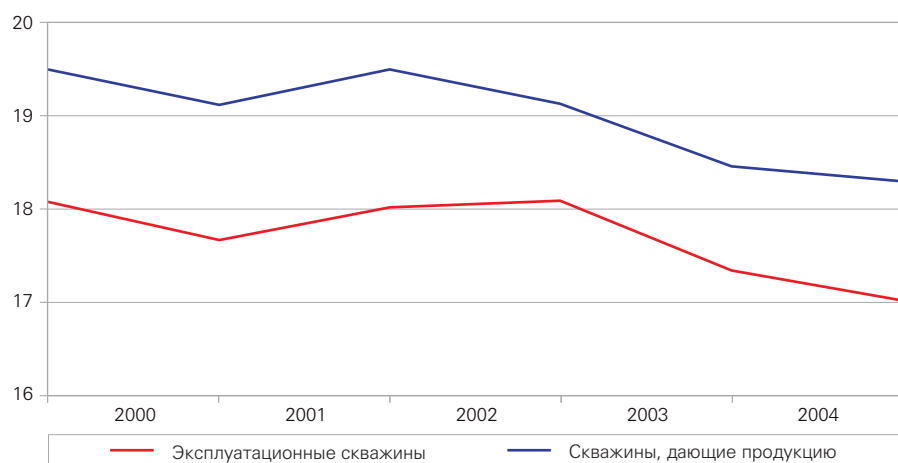
- Российские доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец 2004 года составляют **15,5** млрд барр., или около **20%** от общероссийских запасов и **96,9%** от совокупных запасов Компании
- Российские доказанные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец 2004 года составляют **21,4** трлн фут³, или **86,9%** от совокупных запасов Компании
- В 2004 году на территории России организациями группы «ЛУКОЙЛ» добыто **82,7** млн т нефти, что составило **18%** от общероссийской добычи и **96%** от совокупной добычи Компании

Доля добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» на территории России в общероссийской добыче, %

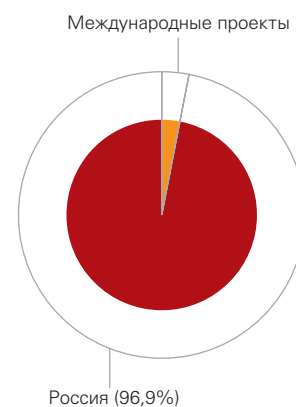


- В 2003 году на территории России группой «ЛУКОЙЛ» добыто **4,98** млрд м³ газа, что составило **0,8%** от общероссийской добычи и **77%** от совокупной добычи Компании
- Компании принадлежит **17%** общероссийского эксплуатационного фонда нефтяных скважин и **18,3%** скважин, дающих продукцию

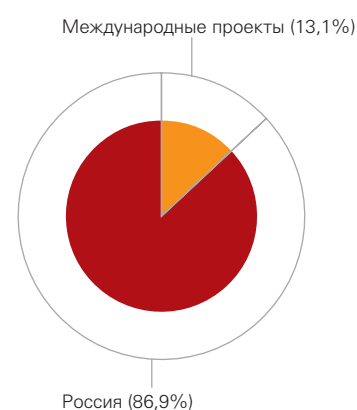
Доля российского фонда нефтяных скважин группы «ЛУКОЙЛ» в общероссийском фонде, %



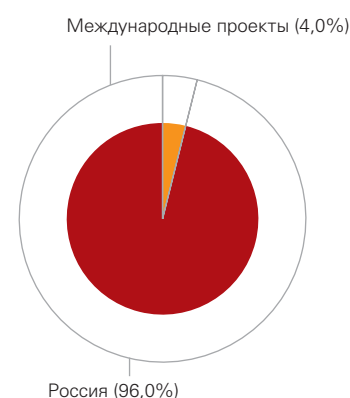
Распределение доказанных запасов нефти группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)



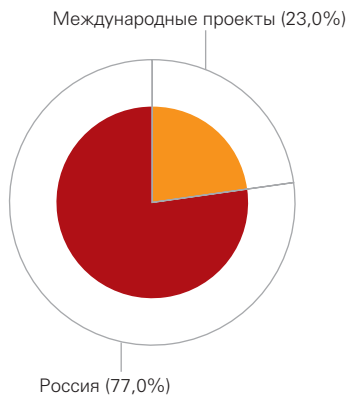
Распределение доказанных запасов газа группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)



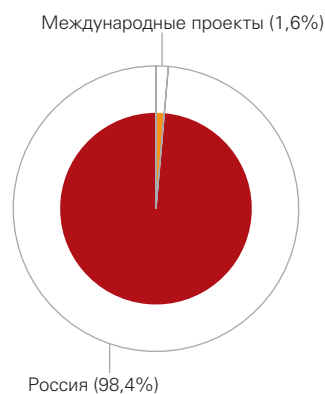
Распределение добычи нефти группы «ЛУКОЙЛ» (2004)



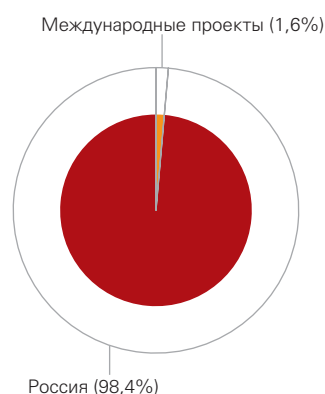
Распределение добычи газа группы «ЛУКОЙЛ» (2004)



Распределение эксплуатационного фонда нефтяных скважин группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)

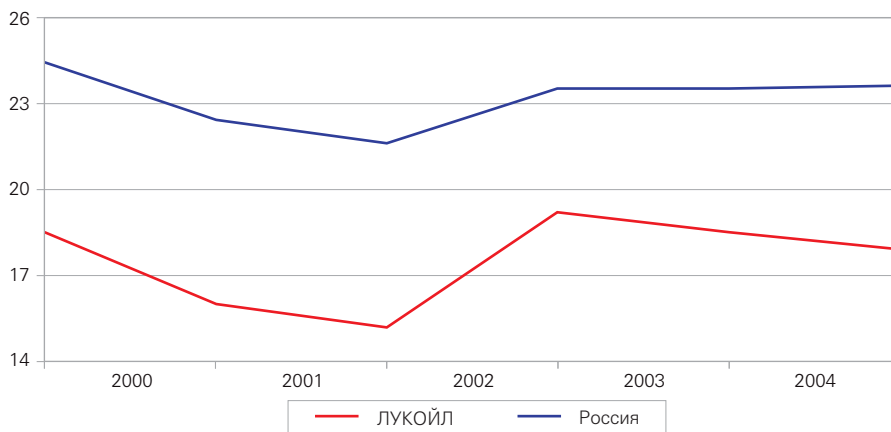


Распределение фонда нефтяных скважин, дающих продукцию, группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)



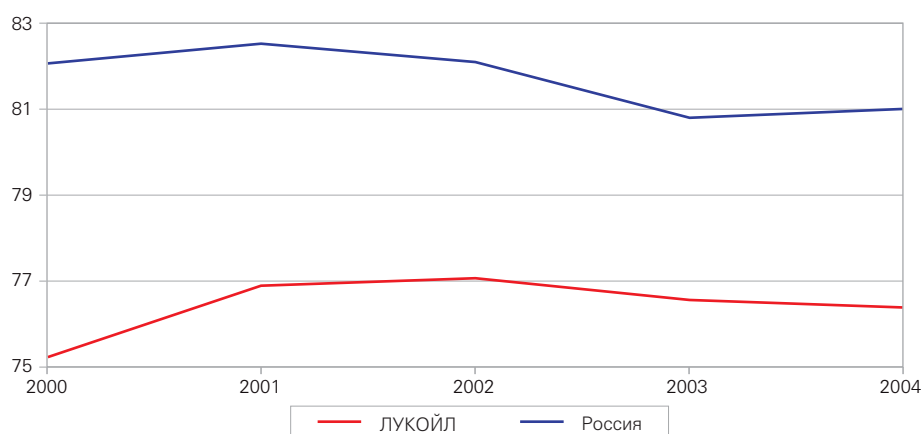
➤ Доля неработающих нефтяных скважин в Компании ниже, чем в среднем по России

Доля неработающих нефтяных скважин, %



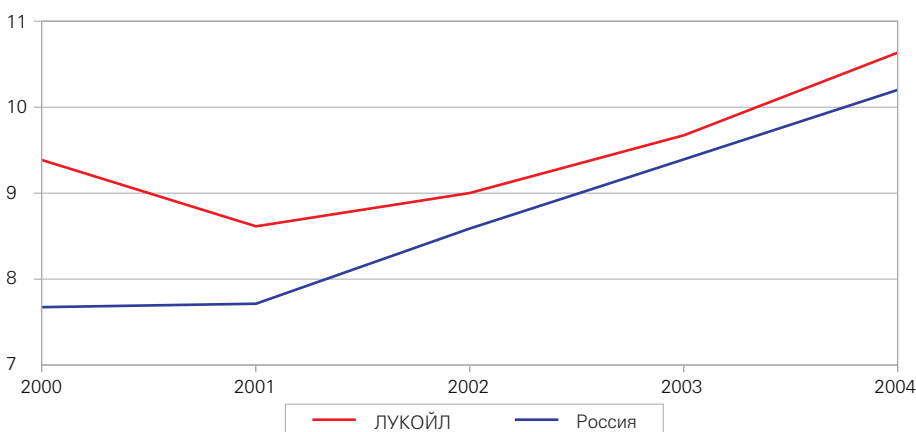
➤ Обводненность нефтяных скважин Компании ниже, чем в среднем по России

Обводненность, %



➤ Дебит нефтяных скважин Компании выше, чем в среднем по России

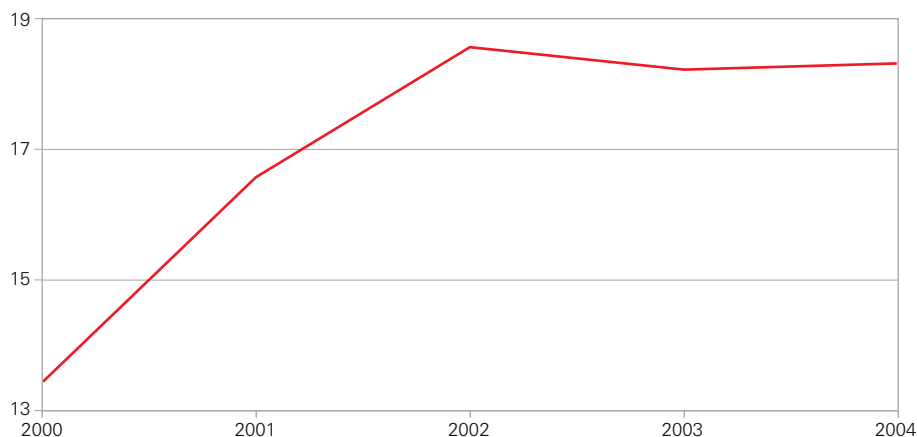
Средний дебит нефтяных скважин, т/сут



НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

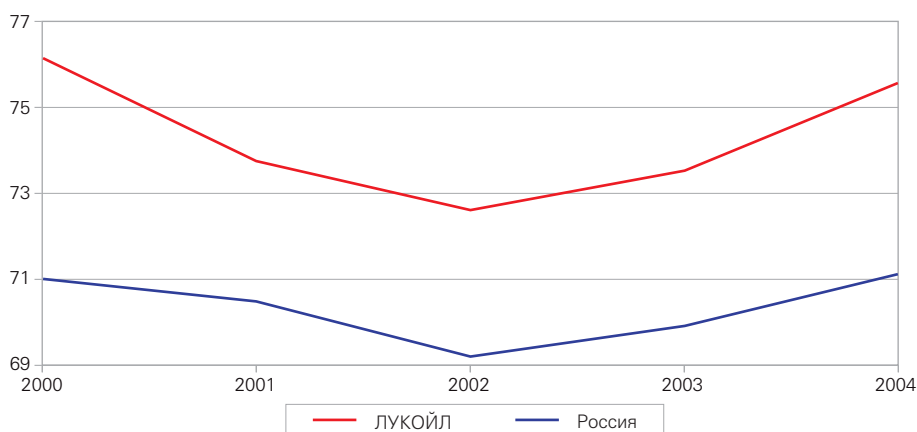
- Суммарная мощность российских нефтеперерабатывающих заводов группы «ЛУКОЙЛ» по состоянию на конец 2004 года составляет:
 - **15,4%** от общероссийских мощностей
 - **41,8** млн т/год (**306** млн барр./год)
- В 2004 году на собственных российских НПЗ Компания переработала **35,55** млн т нефти, что составило **18,3%** от общероссийской нефтепереработки
- С 2000 по 2004 год доля Компании в общероссийской нефтепереработке выросла почти в **1,4** раза

Доля российских НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» в общероссийской нефтепереработке, %

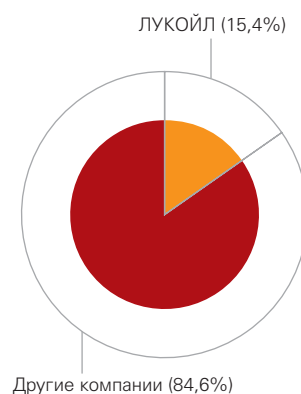


- Загрузка мощностей российских НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» в 2004 году составила **85,1%**, тогда как средняя загрузка общероссийских мощностей равнялась **71,5%**
- Глубина переработки нефти на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» выше, чем в среднем по России

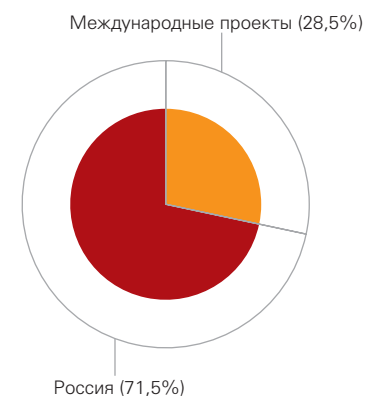
Глубина переработки нефти, %



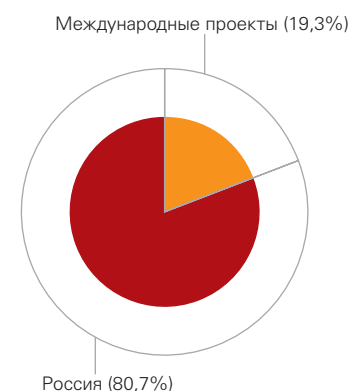
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российских нефтеперерабатывающих мощностях (31.12.2004)



Распределение нефтеперерабатывающих мощностей группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)



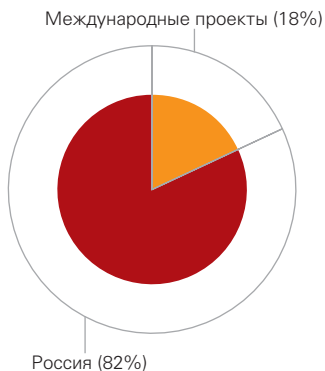
Распределение переработки нефти на собственных НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» (2004)



Доля российских НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» в общероссийском выпуске основных нефтепродуктов (2004), %



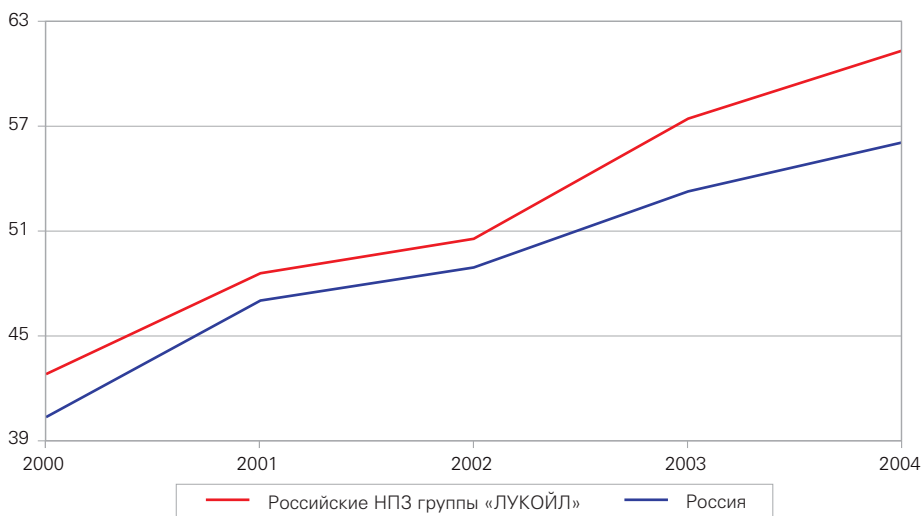
Распределение выпуска нефтепродуктов на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ» (2004)



ЛУКОЙЛ в России занимает место:

- > **N1** по объему производства бензина марки «Премиум»
 - > **N1** по объему производства масел
 - > **N1** по объему производства авиационного керосина
 - > **N1** по объему производства кокса
 - > **N1** по объему производства нефтяных битумов
 - > **N1** по объему производства вакуумного газойля
 - > **N2** по объему производства дизельного топлива
 - > **N3** по объему производства автомобильных бензинов
- > Доля высокооктановых бензинов в совокупном выпуске автобензинов российскими НПЗ Компании превышает среднюю по России долю

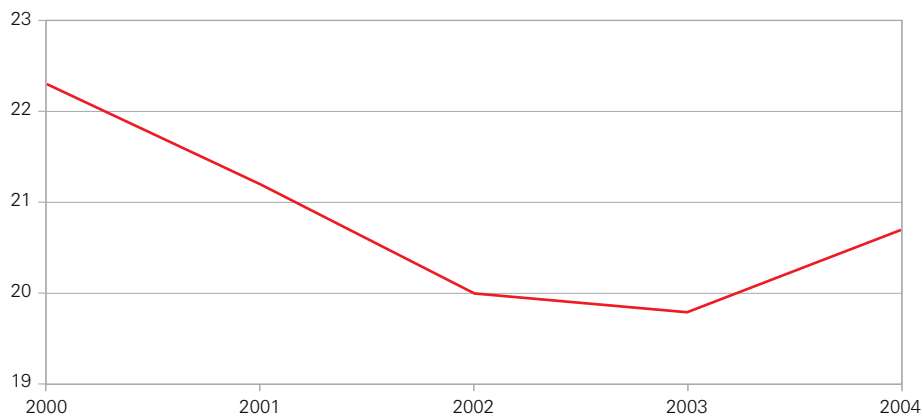
Доля высокооктановых бензинов в совокупном выпуске автобензинов, %



ЭКСПОРТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

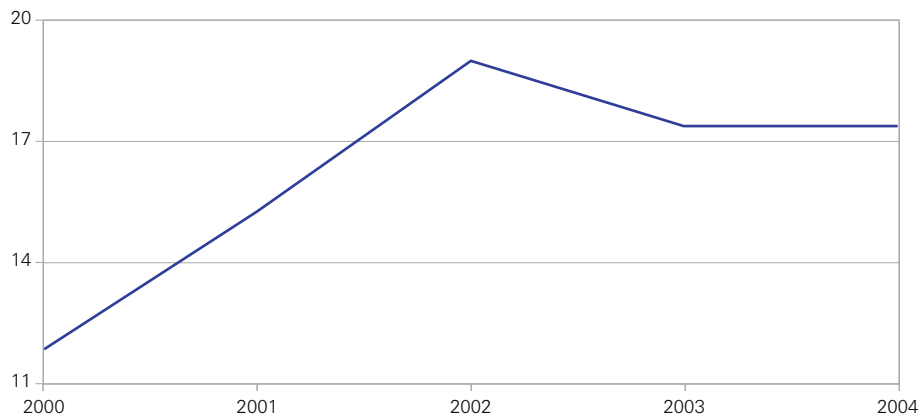
- В 2004 году дочерними обществами группы ЛУКОЙЛ поставлено на экспорт **46,3** млн т нефти, что составило **20,7%** от российского экспорта

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефти, %

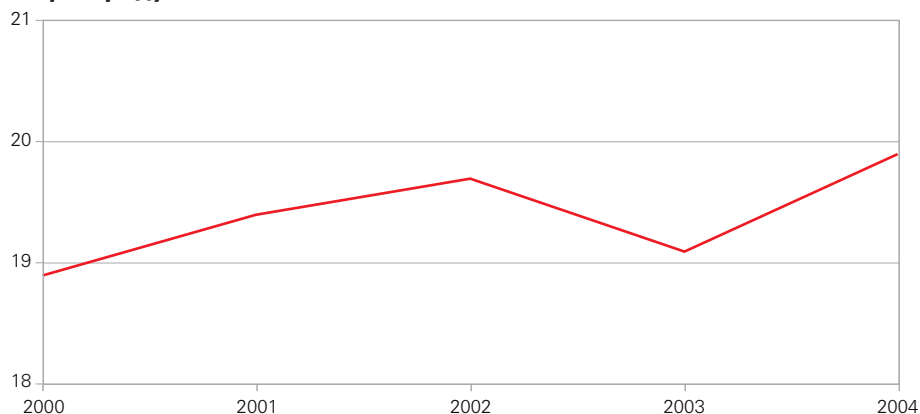


- В 2004 году ЛУКОЙЛ экспортировал **14,1** млн т нефтепродуктов, что составило **17,4%** от российского экспорта
- С 2000 по 2004 год доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефтепродуктов выросла почти в **1,5** раза

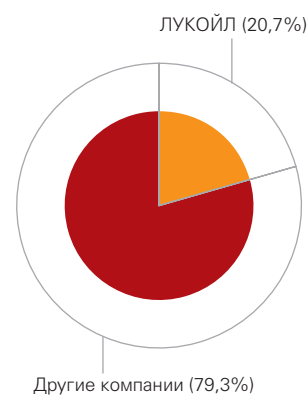
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефтепродуктов, %



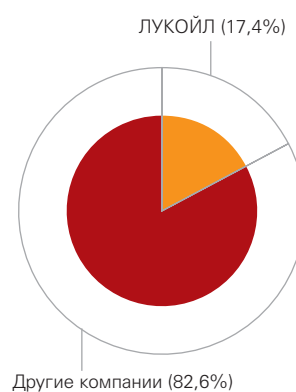
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефти и нефтепродуктов, %



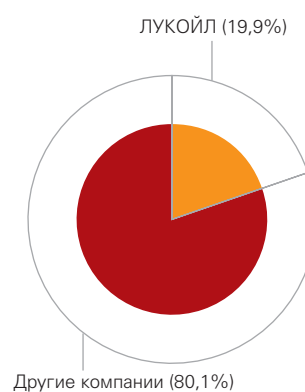
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефти (2004)



Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефтепродуктов (2004)

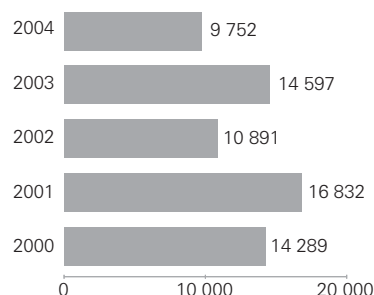


Доля группы «ЛУКОЙЛ» в российском экспорте нефти и нефтепродуктов (2004)

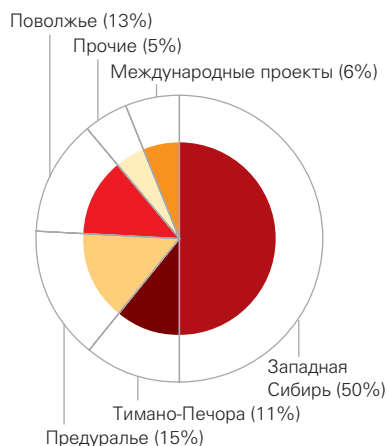


ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

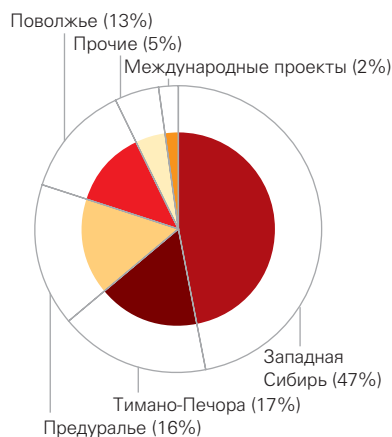
Сейсморазведка 2D, км



Распределение разведочного бурения по регионам (2000)



Распределение разведочного бурения по регионам (2001)

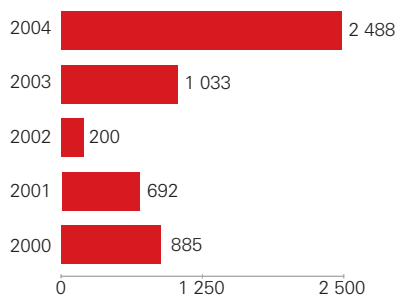


Геолого-разведочные работы

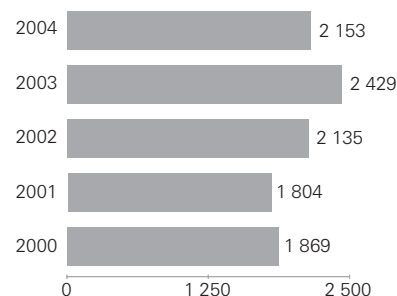
	2000	2001	2002	2003	2004
Сейсморазведка 2D, км	14 289	16 832	10 891	14 597	9 752
Сейсморазведка 3D, км ²	1 869	1 804	2 135	2 429	2 153
ВСП*, скв.	100	176	59	46	45
Электроразведка, км	885	692	200	1 033	2 488

*Вертикальное сейсмическое профилирование.

Электроразведка, км



Сейсморазведка 3D, км²



Проходка в бурении, тыс. м

	2000	2001	2002	2003	2004
Разведочное бурение	360	420	181	146	118
Эксплуатационное бурение	1 555	2 055	1 350	1 253	1 345

Проходка в бурении

всего	1 915	2 475	1 531	1 399	1 463
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Распределение разведочного бурения по регионам, тыс. м

	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	339	413	168	141	111
Западная Сибирь	181	199	60	66	44
Предуралье	54	65	10	8	11
Поволжье	47	56	39	21	17
в том числе Каспий	5	7	7	2	0
Тимано-Печора	40	73	38	29	24
Ямал	0	0	4	1	4
Прочие	17	20	17	16	11
<i>Международные проекты</i>	21	7	13	5	7
Всего	360	420	181	146	118

Количество пробуренных разведочных скважин на территории России и их средняя глубина

	2000	2001	2002	2003	2004
Количество скважин, скв.	87	123	74	48	47
Средняя глубина, м	2 517	2 465	2 567	2 511	2 541

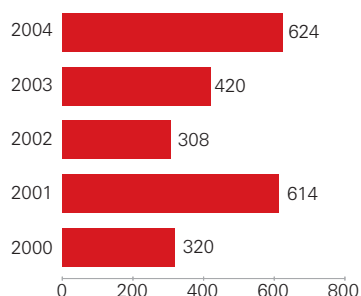
Количество открытых месторождений и залежей на существующих месторождениях, шт.

	2000	2001	2002	2003	2004
Месторождения	11	17	16	15	13
Залежи	23	18	15	14	10

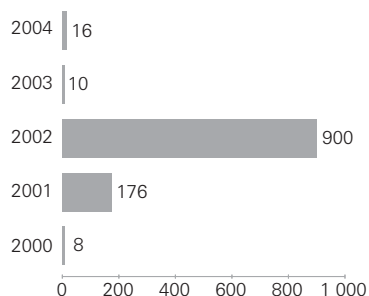
Увеличение/открытие новых запасов, млн барр. н. э.

	2000	2001	2002	2003	2004
Нефть	320	614	308	420	624
Газ	8	176	900	10	16
Углеводороды	328	790	1 208	430	640

Увеличение/открытие новых запасов нефти, млн барр.



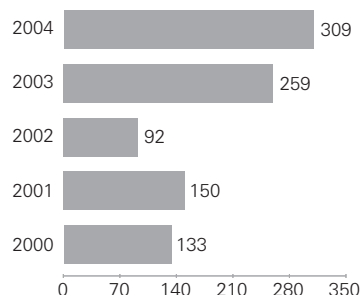
Увеличение/открытие новых запасов газа, млн барр. н.э.



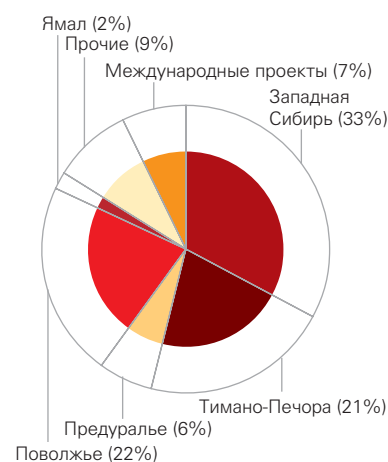
Затраты на геологоразведку, млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
Дочерние общества	130	144	89	256	306
Доля в зависимых организациях	3	6	3	3	3
Затраты всего	133	150	92	259	309

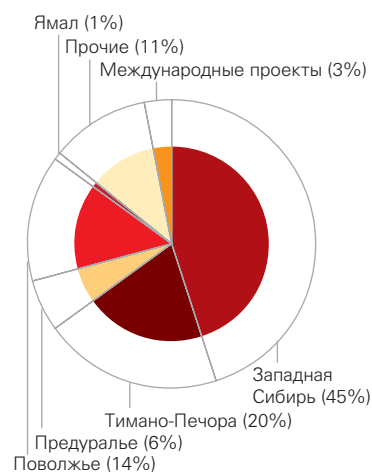
Затраты на геологоразведку, млн долл.



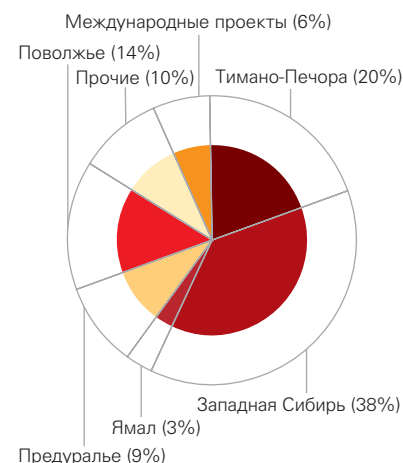
Распределение разведочного бурения по регионам (2002)



Распределение разведочного бурения по регионам (2003)



Распределение разведочного бурения по регионам (2004)



ЗАПАСЫ НЕФТИ

Запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млн барр.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные	12 777	12 954	14 576	15 258	15 977	15 972
Вероятные	5 217	5 969	6 657	6 194	7 238	7 424
Возможные	2 576	2 653	4 752	2 939	3 326	3 269
Всего	20 570	21 576	25 985	24 391	26 541	26 665

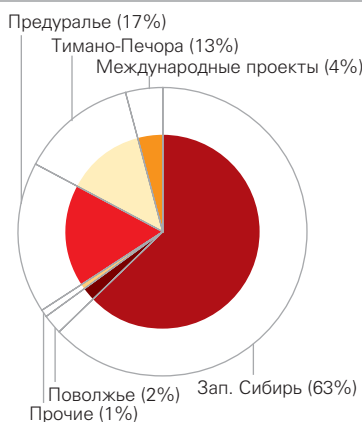
Доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млн барр.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	12 229	12 423	14 029	14 733	15 506	15 485
Западная Сибирь	8 438	8 212	8 052	8 266	8 421	8 536
Предуралье	1 985	2 161	1 963	2 046	2 124	2 130
Поволжье	366	316	397	505	516	478
в том числе Каспий	0	0	98	172	185	184
Тимано-Печора	1 340	1 644	3 291	3 478	3 953	3 892
Ямал	0	0	234	193	216	195
Прочие	100	90	92	245	276	254
Международные проекты	548	531	547	525	471	487
Всего	12 777	12 954	14 576	15 258	15 977	15 972

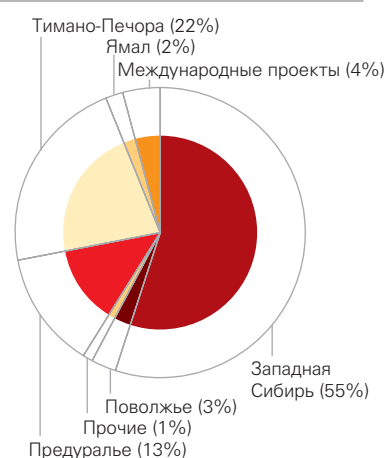
31 декабря 1999 года



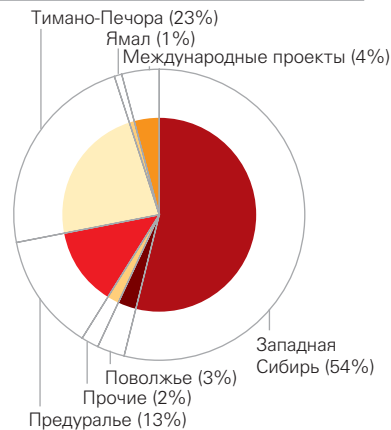
31 декабря 2000 года



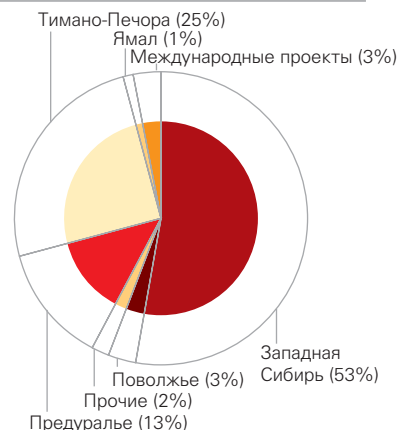
31 декабря 2001 года



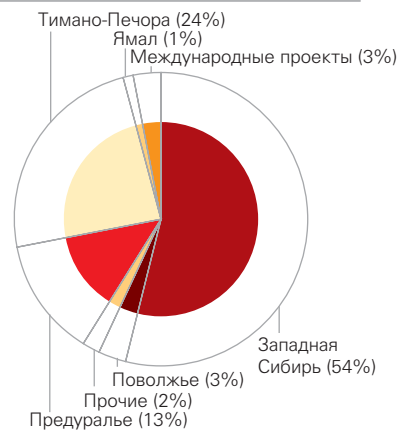
31 декабря 2002 года



31 декабря 2003 года

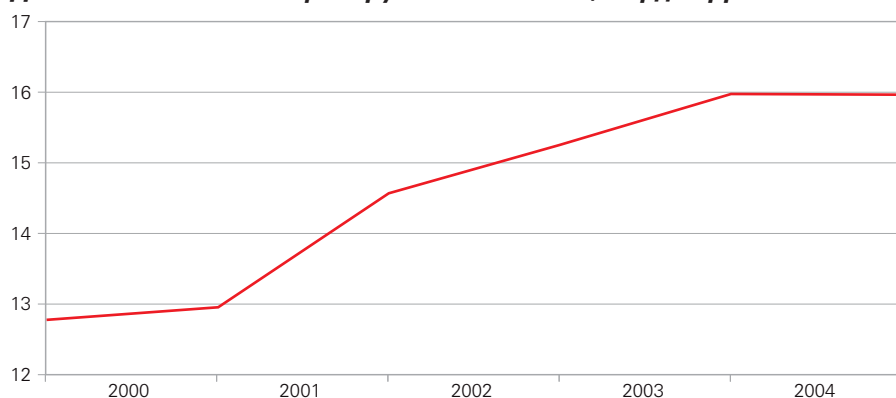


31 декабря 2004 года

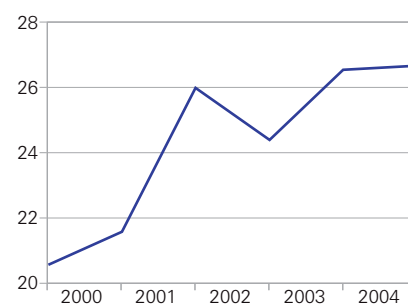


Факторы изменения доказанных запасов нефти, млн барр.

	2000	2001	2002	2003	2004
Запасы на начало года	12 777	12 954	14 576	15 258	15 977
Увеличение/открытие новых запасов	320	614	308	420	624
Добыча	(533)	(542)	(564)	(592)	(635)
Приобретение и реализация неизвлеченного сырья и пересмотр предыдущих оценок	390	1 550	938	891	6
Запасы на конец года	12 954	14 576	15 258	15 977	15 972

Доказанные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ», млрд барр.

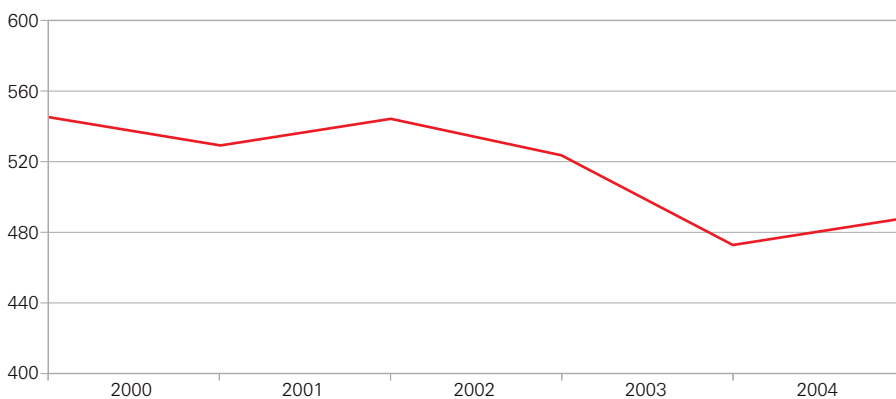
Суммарные запасы нефти группы «ЛУКОЙЛ» по всем категориям*, млрд барр.



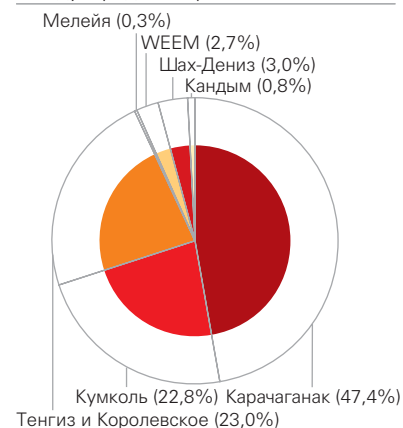
* Доказанные, вероятные и возможные.

Доказанные запасы нефти по международным проектам (на конец года), млн барр.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Азербайджан						
Азери – Чираг – Гюнешли	127	102	120	78	–	–
Шах-Дениз	–	–	–	–	7	15
Казахстан						
Тенгиз и Королевское	75	73	98	95	106	112
Кумколь	100	91	85	96	107	111
Карачаганак	243	262	240	231	232	231
Египет						
Мелейя	3	3	4	8	4	1
WEEM	–	–	–	17	15	13
Узбекистан						
Кандым – Хаузак – Шады	–	–	–	–	–	4
Итого	548	531	547	525	471	487

Доказанные запасы нефти по международным проектам, млн барр.

Доказанные запасы нефти по международным проектам (31.12.2004)



ЗАПАСЫ ГАЗА

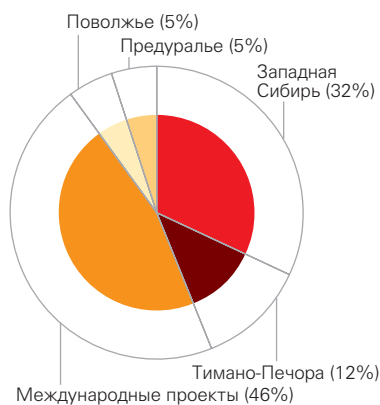
Запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млрд фут³

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные	3 907	3 625	13 216	24 164	24 473	24 598
Вероятные	1 264	1 099	3 524	8 960	14 616	15 537
Возможные	1 384	453	4 093	2 493	3 548	5 103
Всего	6 555	5 177	20 833	35 617	42 637	45 238

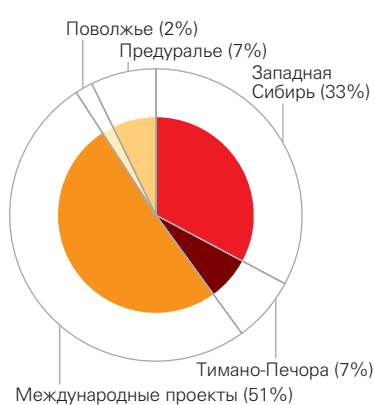
Доказанные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млрд фут³

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	2 124	1 759	11 392	22 432	22 167	21 382
Западная Сибирь	1 268	1 191	1 236	1 082	1 284	1 414
Предуралье	200	243	420	707	568	667
Поволжье	188	61	1 023	6 359	5 926	5 913
в том числе Каспий	0	0	957	6 331	5 763	5 736
Тимано-Печора	467	263	488	460	577	463
Ямал	0	0	8 223	13 822	13 806	12 919
Прочие	1	1	2	2	6	6
Международные проекты	1 783	1 866	1 824	1 732	2 306	3 216
Всего	3 907	3 625	13 216	24 164	24 473	24 598

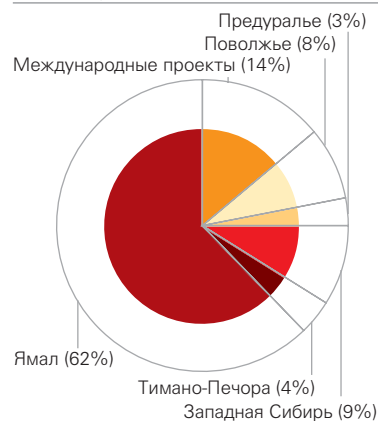
31 декабря 1999 года



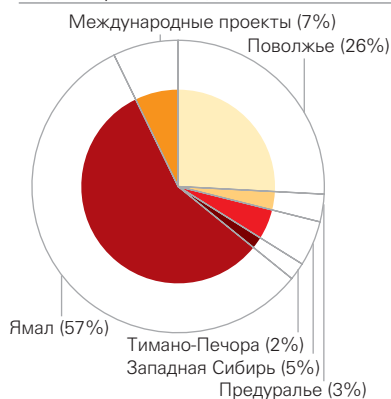
31 декабря 2000 года



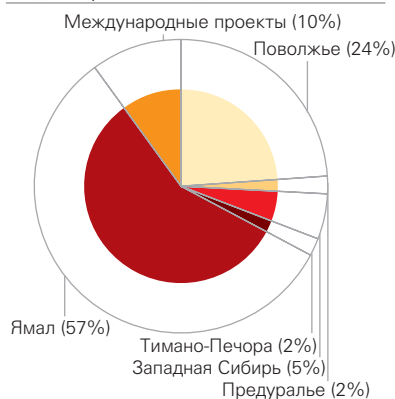
31 декабря 2001 года



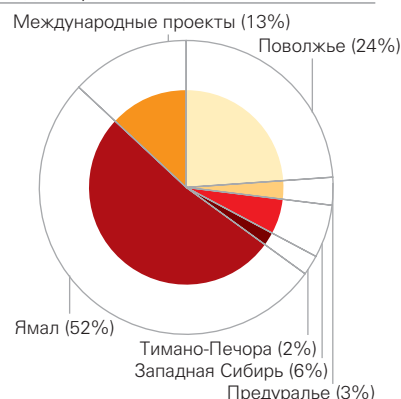
31 декабря 2002 года



31 декабря 2003 года

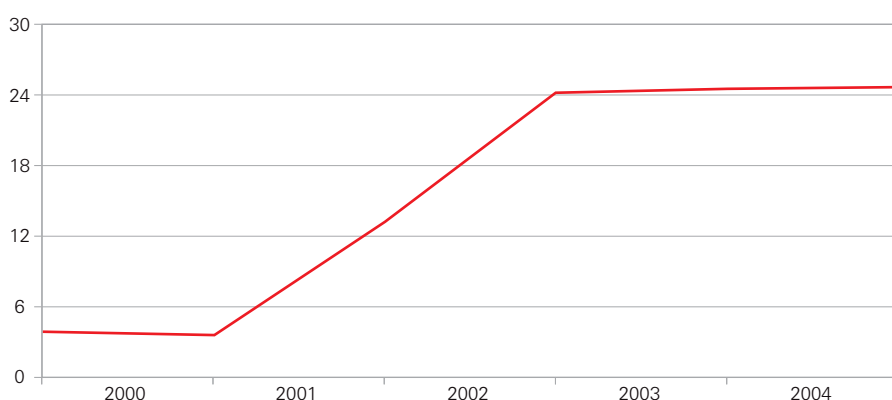


31 декабря 2004 года



Факторы изменения доказанных запасов газа, млрд фут³

	2000	2001	2002	2003	2004
Запасы на начало года	3 907	3 625	13 216	24 164	24 473
Увеличение/открытие новых запасов	47	1 053	5 401	57	95
Добыча	(164)	(174)	(176)	(200)	(229)
Приобретение и реализация неизвлеченного сырья и пересмотр предыдущих оценок	(165)	8 712	5 723	452	259
Запасы на конец года	3 625	13 216	24 164	24 473	24 598

Доказанные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ», трлн фут³

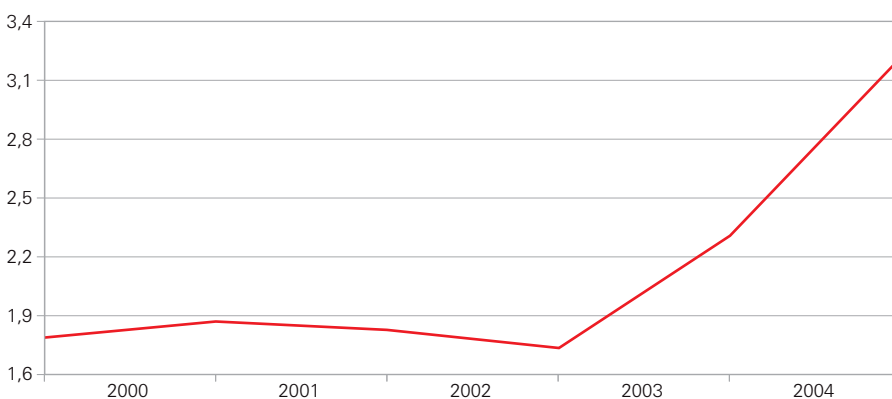
Суммарные запасы газа группы «ЛУКОЙЛ» по всем категориям*, трлн фут³



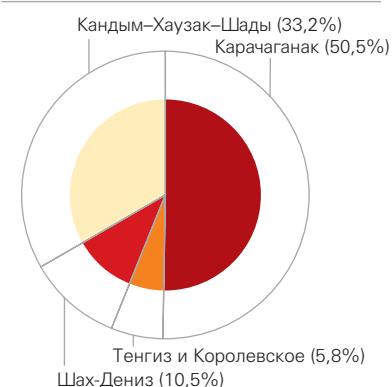
* Доказанные, вероятные и возможные.

Доказанные запасы газа по международным проектам (на конец года), млрд фут³

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Азербайджан						
Шах-Дениз	–	–	–	–	125	338
Казахстан						
Тенгиз и Королевское	106	103	155	150	151	188
Карачаганак	1 677	1 763	1 669	1 582	2 030	1 624
Узбекистан						
Кандым – Хаузак – Шады	–	–	–	–	–	1 066
Итого	1 783	1 866	1 824	1 732	2 306	3 216

Доказанные запасы газа по международным проектам, трлн фут³

Распределение доказанных запасов газа по международным проектам (31.12.2004)



ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

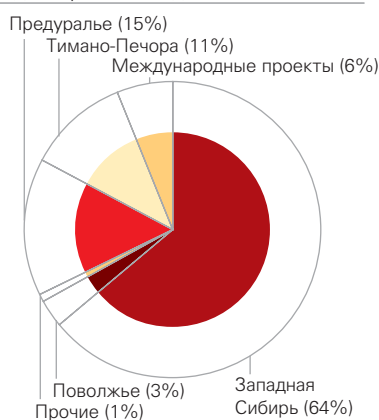
Запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млн барр. н. э.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные	13 428	13 558	16 779	19 285	20 056	20 072
Вероятные	5 428	6 152	7 244	7 687	9 674	10 014
Возможные	2 807	2 729	5 434	3 355	3 917	4 119
Всего	21 663	22 439	29 457	30 327	33 647	34 205

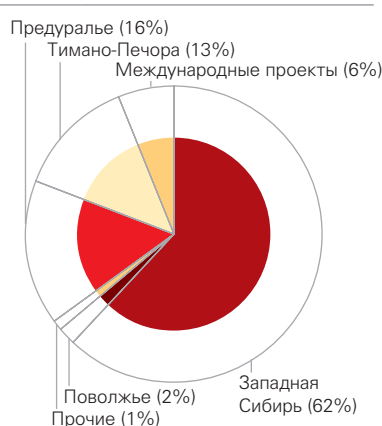
Доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млн барр. н. э.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	12 583	12 716	15 928	18 471	19 201	19 049
Западная Сибирь	8 650	8 410	8 258	8 446	8 635	8 772
Предуралье	2 018	2 202	2 033	2 164	2 219	2 241
Поволжье	397	326	568	1 565	1 504	1 464
в том числе Каспий	0	0	258	1 227	1 146	1 140
Тимано-Печора	1 418	1 688	3 372	3 554	4 049	3 969
Ямал	0	0	1 605	2 497	2 517	2 348
Прочие	100	90	92	245	277	255
<i>Международные проекты</i>	845	842	851	814	855	1 023
Всего	13 428	13 558	16 779	19 285	20 056	20 072

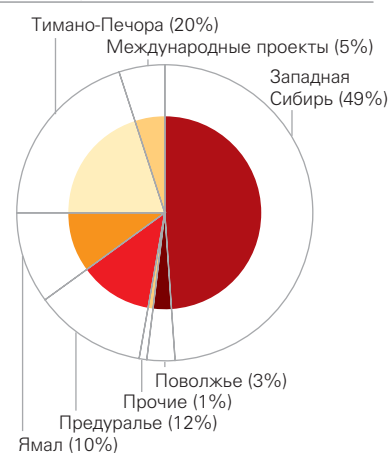
31 декабря 1999 года



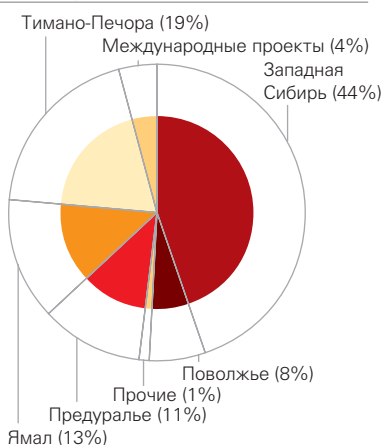
31 декабря 2000 года



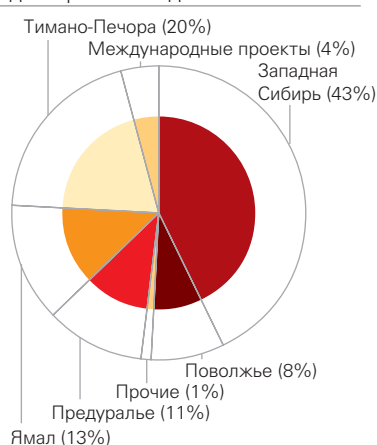
31 декабря 2001 года



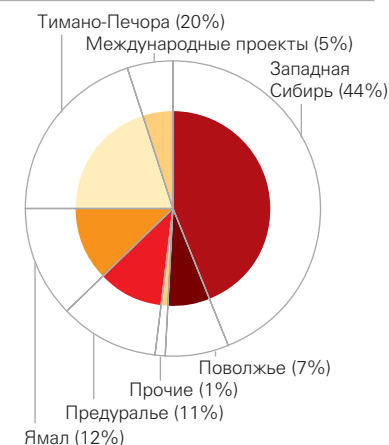
31 декабря 2002 года



31 декабря 2003 года

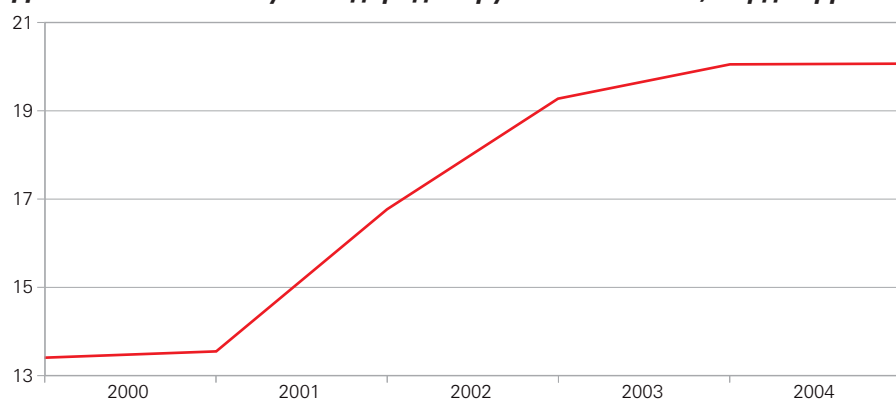


31 декабря 2004 года

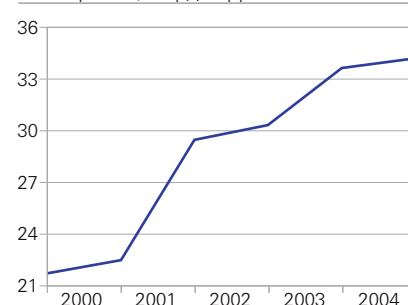


Факторы изменения доказанных запасов углеводородов, млн барр. н. э.

	2000	2001	2002	2003	2004
Запасы на начало года	13 428	13 558	16 779	19 285	20 056
Увеличение/открытие новых запасов	328	790	1 208	430	640
Добыча	(560)	(571)	(593)	(625)	(673)
Приобретение и реализация неизвлеченного сырья и пересмотр предыдущих оценок	362	3 002	1 891	966	49
Запасы на конец года	13 558	16 779	19 285	20 056	20 072

Доказанные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ», млрд барр. н. э.

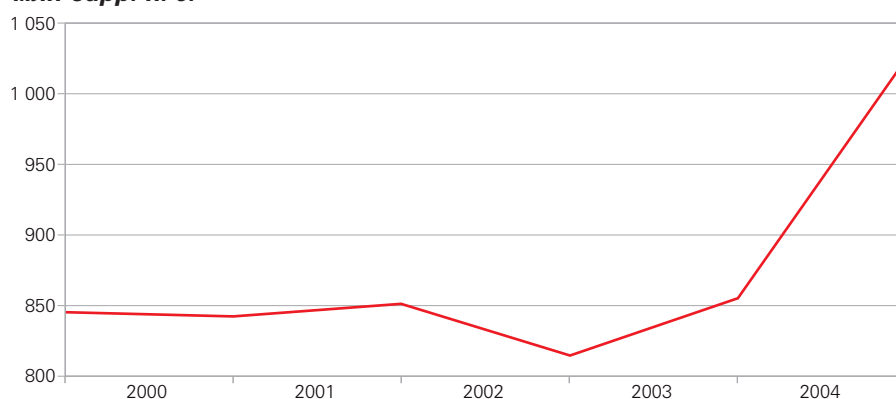
Суммарные запасы углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» по всем категориям*, млрд барр. н. э.



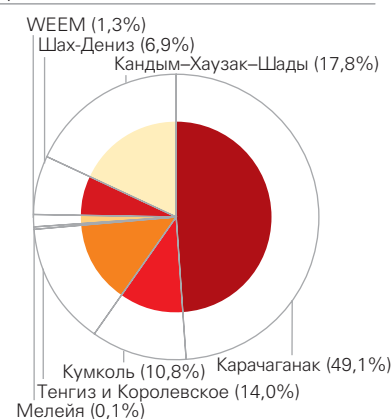
* Доказанные, вероятные и возможные.

Доказанные запасы углеводородов по международным проектам (на конец года), млн барр. н. э.

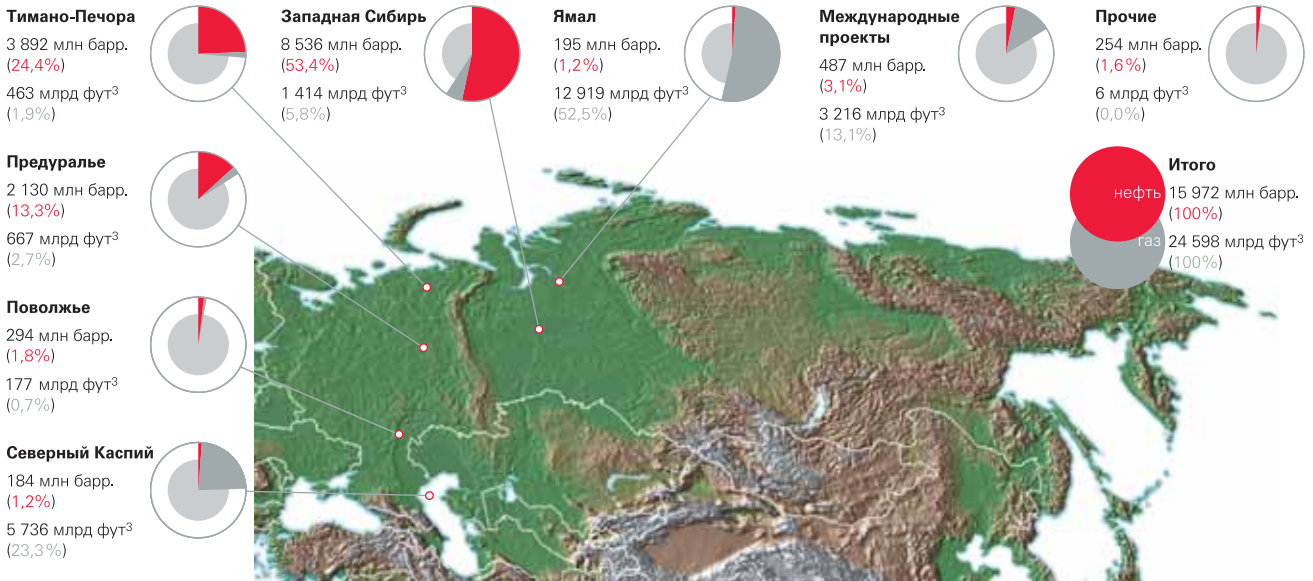
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Азербайджан						
Азери – Чираг – Гюнешли	127	102	120	78	–	–
Шах-Дениз	–	–	–	–	28	71
Казахстан						
Тенгиз и Королевское	93	90	124	120	131	143
Кумколь	100	91	85	96	107	111
Карачаганак	522	556	518	495	570	502
Египет						
Мелейя	3	3	4	8	4	1
WEEM	–	–	–	17	15	13
Узбекистан						
Кандым – Хаузак – Шады	–	–	–	–	–	182
Итого	845	842	851	814	855	1 023

Доказанные запасы углеводородов по международным проектам, млн барр. н. э.

Распределение доказанных запасов углеводородов по международным проектам (31.12.2004)



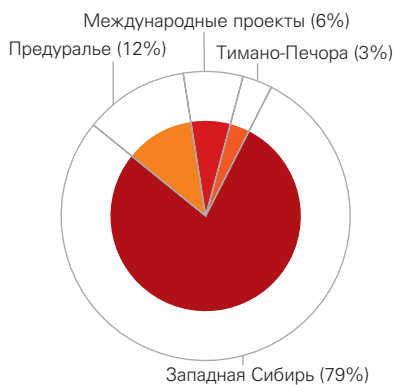
Распределение доказанных запасов группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)



Распределение доказанных запасов группы «ЛУКОЙЛ» по международным проектам (31.12.2004)

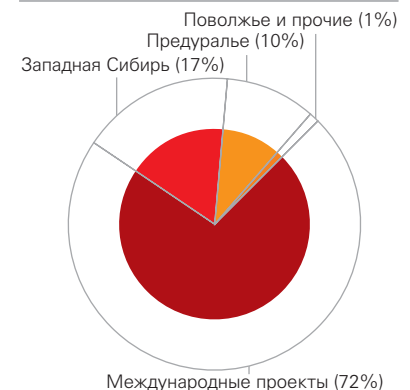


Структура прироста доказанных запасов нефти с учетом добычи (2004)



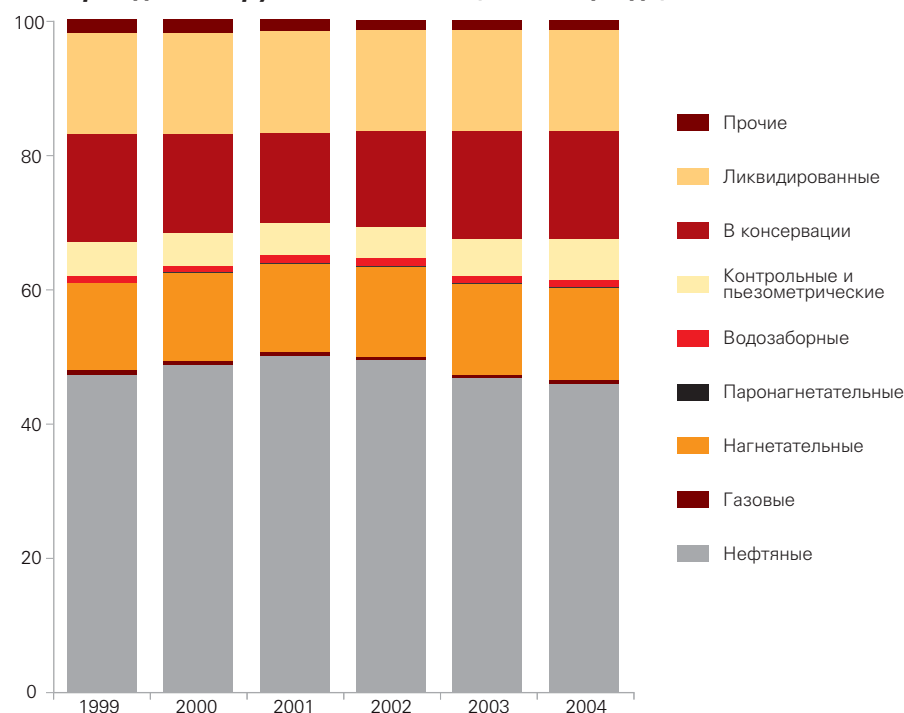
Основной ресурсной базой группы «ЛУКОЙЛ» является Западная Сибирь, однако Компания уделяет особое внимание развитию новых регионов нефте- и газодобычи в России, таких как: Тимано-Печора и Большехетская впадина (Ямал). Ведется также активное развитие международной деятельности группы «ЛУКОЙЛ» в секторе разведки и добычи. Стратегической целью Компании является создание потенциала для долгосрочного роста.

Структура прироста доказанных запасов газа с учетом добычи (2004)



РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Структура фонда пробуренных скважин на нефтяных и газовых месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), %



Распределение эксплуатационного бурения по регионам, тыс. м

	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	1 495	1 975	1 191	1 149	1 245
Западная Сибирь	1 063	1 437	913	899	933
Предуралье	157	203	113	109	88
Поволжье	3	3	1	4	5
Тимано-Печора	203	244	114	98	135
Ямал	0	0	0	0	31
Прочие	69	88	50	39	53
Международные проекты	60	80	159	104	100
Всего	1 555	2 055	1 350	1 253	1 345

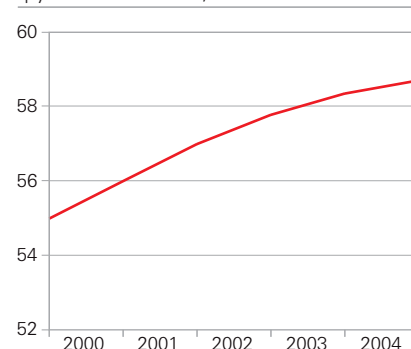
Количество пробуренных эксплуатационных скважин на территории России и их средняя глубина

	2000	2001	2002	2003	2004
Количество скважин, скв.	372	478	334	371	459
Средняя глубина, м	2 475	2 325	2 350	2 374	2 350

Количество новых нефтяных скважин, введенных в эксплуатацию, скв.

	2000	2001	2002	2003	2004
Скважины	704	930	710	590	514

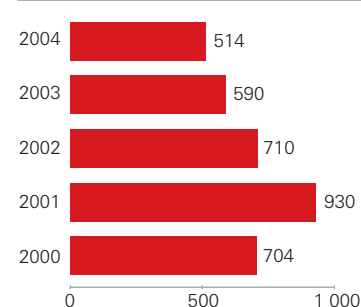
Фонд пробуренных скважин на нефтяных и газовых месторождениях группы «ЛУКОЙЛ», тыс. скв.



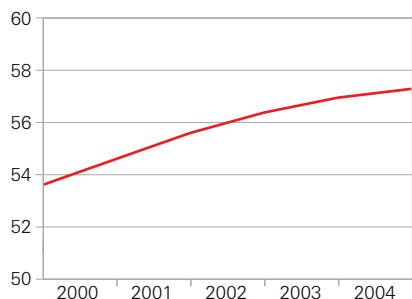
Распределение эксплуатационного бурения по регионам (2004)



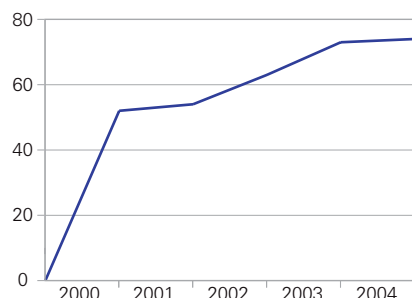
Количество новых нефтяных скважин, введенных в эксплуатацию, скв.



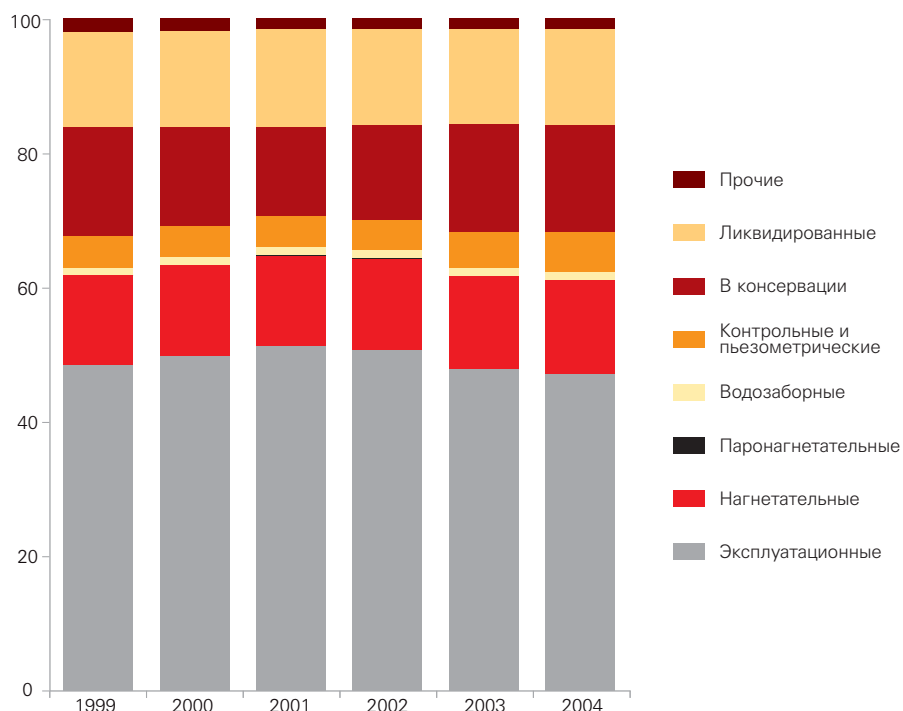
Фонд пробуренных скважин на нефтяных месторождениях группы «ЛУКОЙЛ», тыс. скв.



Фонд паронагнетательных скважин группы «ЛУКОЙЛ», скв.



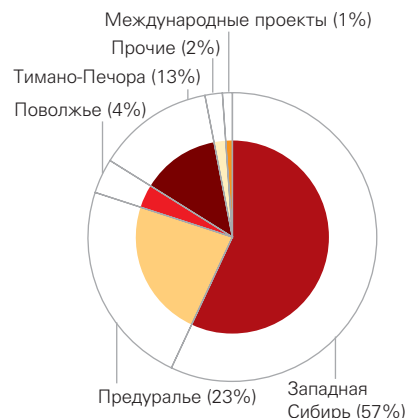
Структура фонда пробуренных скважин на нефтяных месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), %



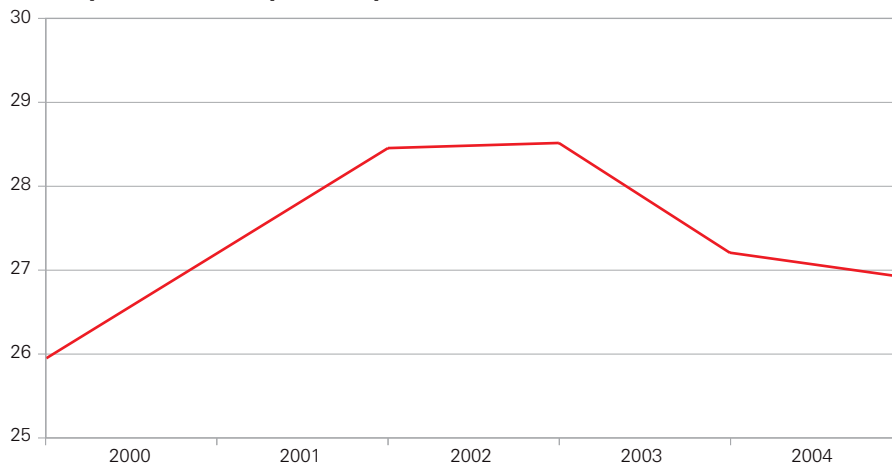
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	25 715	26 938	28 142	28 138	26 812	26 502
Западная Сибирь	15 163	15 721	16 473	16 686	15 436	15 256
Предуралье	6 071	6 475	6 555	6 398	6 343	6 142
Поволжье	1 063	979	1 238	1 166	1 114	1 087
Тимано-Печора	2 957	3 242	3 389	3 388	3 395	3 447
Прочие	461	521	487	500	524	570
Международные проекты	250	276	323	388	409	434
Всего	25 965	27 214	28 465	28 526	27 221	26 936

Распределение эксплуатационного фонда нефтяных скважин по регионам (31.12.2004)

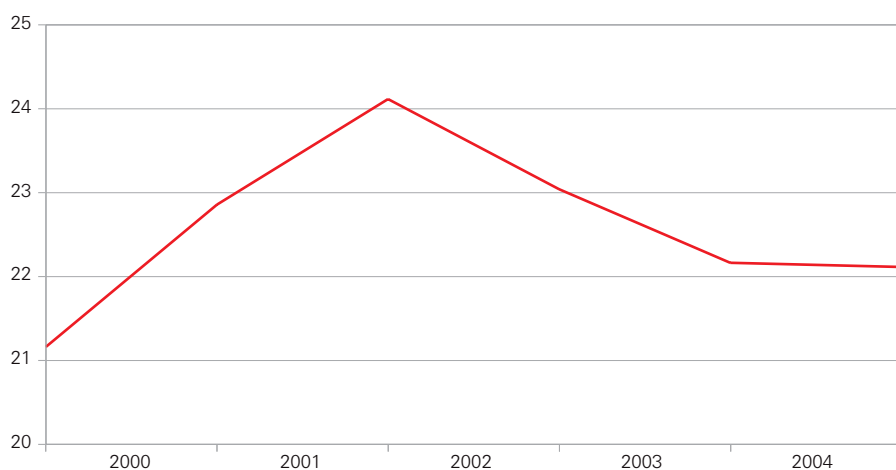


Эксплуатационный фонд нефтяных скважин, тыс. скв.

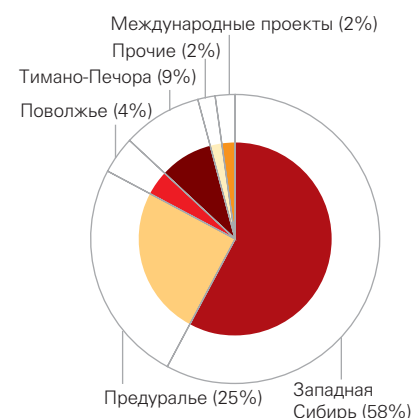


Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	20 963	22 629	23 860	22 735	21 844	21 761
Западная Сибирь	12 348	13 210	13 970	13 350	12 721	12 802
Предуралье	5 525	6 003	6 104	5 776	5 582	5 480
Поволжье	1 006	925	1 182	1 064	1 045	982
Тимано-Печора	1 655	1 992	2 133	2 080	1 990	1 937
Прочие	429	499	471	465	506	560
<i>Международные проекты</i>	205	237	266	315	328	361
Всего	21 168	22 866	24 126	23 050	22 172	22 122

Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию, тыс. скв.

Распределение фонда нефтяных скважин, дающих продукцию, по регионам (31.12.2004)

**Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде нефтяных скважин (на конец года), %**

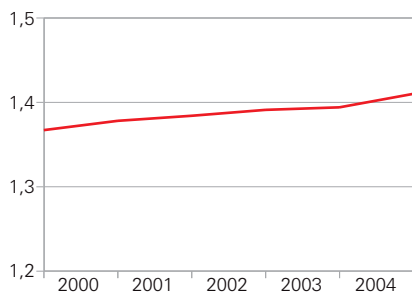
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	18,5	16,0	15,2	19,2	18,5	17,9
Западная Сибирь	18,6	16,0	15,2	20,0	17,6	16,1
Предуралье	9,0	7,3	6,9	9,7	12,0	10,8
Поволжье	5,4	5,5	4,5	8,7	6,2	9,7
Тимано-Печора	44,0	38,6	37,1	38,6	41,4	43,8
Прочие	6,9	4,2	3,3	7,0	3,4	1,8
<i>Международные проекты</i>	18,0	14,1	17,6	18,8	19,8	16,8
Всего	18,5	16,0	15,2	19,2	18,5	17,9

В рамках программы реструктуризации, включающей повышение эффективности деятельности в секторе разведки и добычи, Компания выводит из эксплуатации низкодебитные и высокообводненные скважины, что приводит к сокращению эксплуатационного фонда скважин, росту среднего

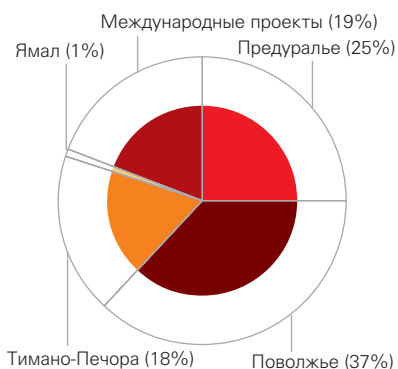
дебита и снижению в реальном выражении затрат на добычу нефти.

Благодаря подобной политике Компании удается удерживать номинальные затраты на добычу нефти на постоянном уровне, несмотря на реальное укрепление рубля к доллару США.

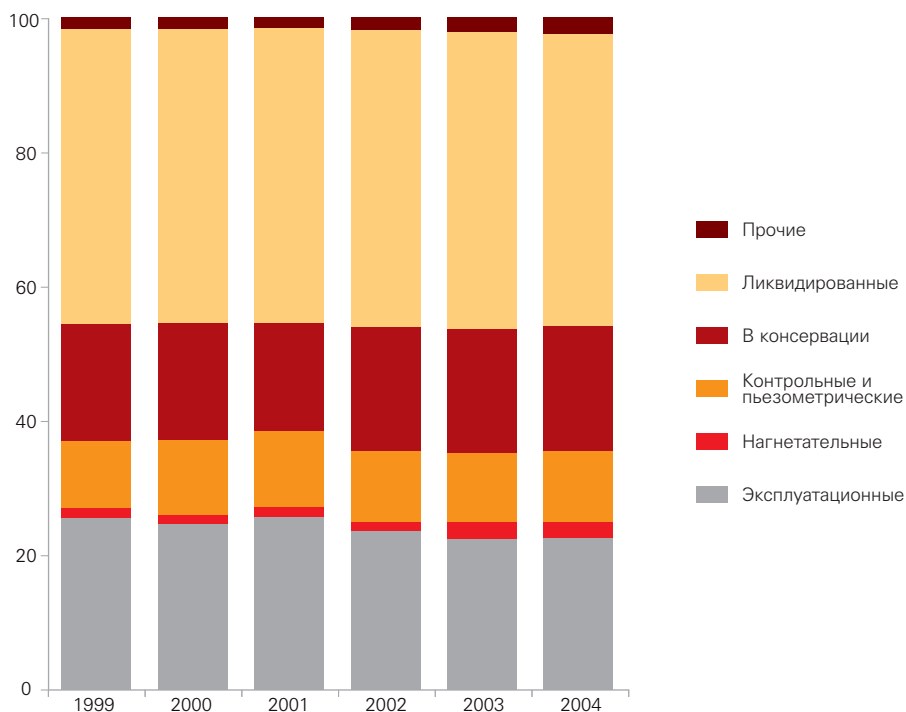
Фонд пробуренных скважин на газовых месторождениях группы «ЛУКОЙЛ», тыс. скв.



Распределение эксплуатационного фонда газовых скважин (31.12.2004)



Структура фонда пробуренных скважин на газовых месторождениях группы «ЛУКОЙЛ» (на конец года), %



Эксплуатационный фонд газовых скважин (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	265	253	253	253	254	258
Западная Сибирь	0	0	0	0	0	0
Предуралье	97	83	81	83	85	81
Поволжье	121	123	125	123	122	118
Тимано-Печора (Коми)	47	47	47	47	47	56
Ямал	0	0	0	0	0	3
<i>Международные проекты</i>	83	86	103	74	59	59
Всего	348	339	356	327	313	317

Фонд газовых скважин, дающих продукцию (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	222	222	219	217	213	190
Западная Сибирь	0	0	0	0	0	0
Предуралье	77	74	72	73	75	74
Поволжье	104	107	106	103	97	101
Тимано-Печора (Коми)	41	41	41	41	41	14
Ямал	0	0	0	0	0	1
<i>Международные проекты</i>	41	46	42	34	37	41
Всего	263	268	261	251	250	231

Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде газовых скважин (на конец года), %

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Россия</i>	16,2	12,3	13,4	14,2	16,1	26,4
Западная Сибирь	–	–	–	–	–	–
Предуралье	20,6	10,8	11,1	12,0	11,8	8,6
Поволжье	14,0	13,0	15,2	16,3	20,5	14,4
Тимано-Печора (Коми)	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	75,0
Ямал	–	–	–	–	–	66,7
<i>Международные проекты</i>	50,6	46,5	59,2	54,1	37,3	30,5
Всего	24,4	20,9	26,7	23,2	20,1	27,1

Группа «ЛУКОЙЛ» ведет добычу природного газа в европейской части России и на месторождении Карачаганак (Казахстан). В апреле 2005 года было введено в эксплуатацию Находкинское место-

рождение в Большехетской впадине. По состоянию на конец 2004 года на Находкинском месторождении были введены в эксплуатацию три газовые скважины.

Фонд нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Эксплуатационный фонд</i>	7 143	7 332	7 505	7 701	7 848	8 007
Россия	7 088	7 275	7 447	7 631	7 780	7 937
Международные проекты	55	57	58	70	68	70
<i>Скважины под закачкой</i>	4 389	4 641	4 847	5 116	5 196	5 434
Россия	4 335	4 586	4 792	5 051	5 133	5365
Международные проекты	54	55	55	65	63	69
<i>Доля неработающих скважин, %</i>	38,6	36,7	35,4	33,6	33,8	32,1
Россия	38,8	37,0	35,7	33,8	34,0	32,4
Международные проекты	1,8	3,5	5,2	7,1	7,4	1,4

Фонд паронагнетательных скважин на нефтяных месторождениях* (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Скважины	0	52	54	63	73	74

*Фонд паронагнетательных скважин имеется только в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Фонд нагнетательных скважин на газовых месторождениях (на конец года), скв.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	21	20	20	20	20	20
Международные проекты	0	0	0	0	14	14
Всего	21	20	20	20	34	34

Количество месторождений, введенных в эксплуатацию, шт.

	2000	2001	2002	2003	2004
Месторождения	5	17	10	14	7

ДОБЫЧА НЕФТИ

Основные регионы добычи углеводородов группы «ЛУКОЙЛ» в России



Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ»

	2000	2001	2002	2003	2004
Тыс. т	72 366	73 884	76 976	80 226	86 200
Млн барр.	533	542	564	592	635
Тыс. т/сут	198	202	211	220	236
Тыс. барр./сут	1 456	1 485	1 545	1 622	1 738

Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ», тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Дочерние общества	69 227	70 196	71 275	76 072	82 408
Доля в добыче зависимых организаций	3 139	3 688	5 701	4 154	3 792
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	72 366	73 884	76 976	80 226	86 200

Распределение добычи нефти по регионам, тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Дочерние общества	69 227	70 196	71 275	76 072	82 408
<i>Россия</i>	<i>68 143</i>	<i>69 109</i>	<i>69 833</i>	<i>74 992</i>	<i>81 039</i>
Западная Сибирь	48 294	48 644	47 577	51 244	55 630
Предуралье	8 909	9 092	9 850	9 949	10 010
Поволжье	3 086	3 062	3 016	2 977	2 969
Тимано-Печора	6 847	7 215	8 194	9 582	11 050
Прочие	1 007	1 096	1 196	1 240	1 380
<i>Международные проекты</i>	<i>1 084</i>	<i>1 087</i>	<i>1 442</i>	<i>1 080</i>	<i>1 369</i>
Доля в добыче зависимых организаций	3 139	3 688	5 701	4 154	3 792
<i>Россия</i>	<i>2 152</i>	<i>2 554</i>	<i>4 226</i>	<i>2 365</i>	<i>1 681</i>
Западная Сибирь	1 358	1 538	3 219	1 486	721

	2000	2001	2002	2003	2004
Предуралье	325	55	52	66	72
Поволжье	68	179	163	196	206
Тимано-Печора	369	782	792	617	682
Прочие	32	0	0	0	0
<i>Международные проекты</i>	<i>987</i>	<i>1 134</i>	<i>1 475</i>	<i>1 789</i>	<i>2 111</i>
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	72 366	73 884	76 976	80 226	86 200
<i>Россия</i>	<i>70 295</i>	<i>71 663</i>	<i>74 059</i>	<i>77 357</i>	<i>82 720</i>
Западная Сибирь	49 652	50 182	50 796	52 730	56 351
Предуралье	9 234	9 147	9 902	10 015	10 082
Поволжье	3 154	3 241	3 179	3 173	3 175
Тимано-Печора	7 216	7 997	8 986	10 199	11 732
Прочие	1 039	1 096	1 196	1 240	1 380
<i>Международные проекты</i>	<i>2 071</i>	<i>2 221</i>	<i>2 917</i>	<i>2 869</i>	<i>3 480</i>

Распределение добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» по регионам

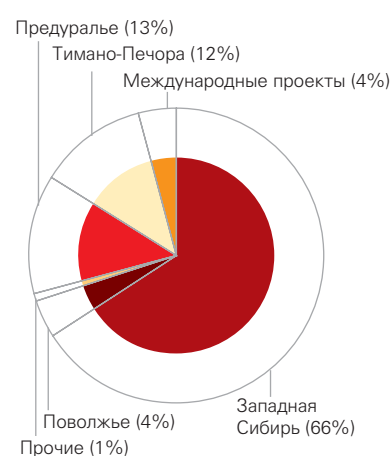
2000 год



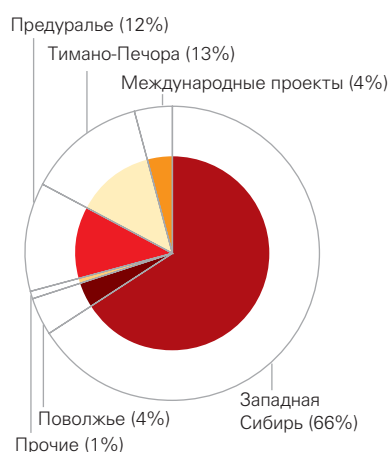
2001 год



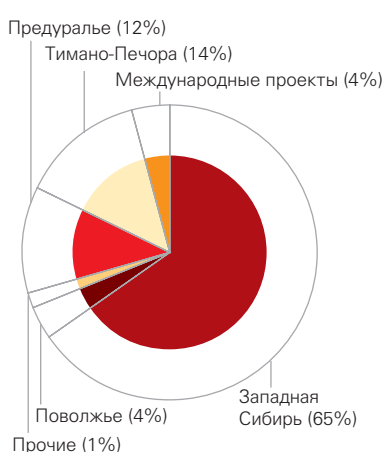
2002 год



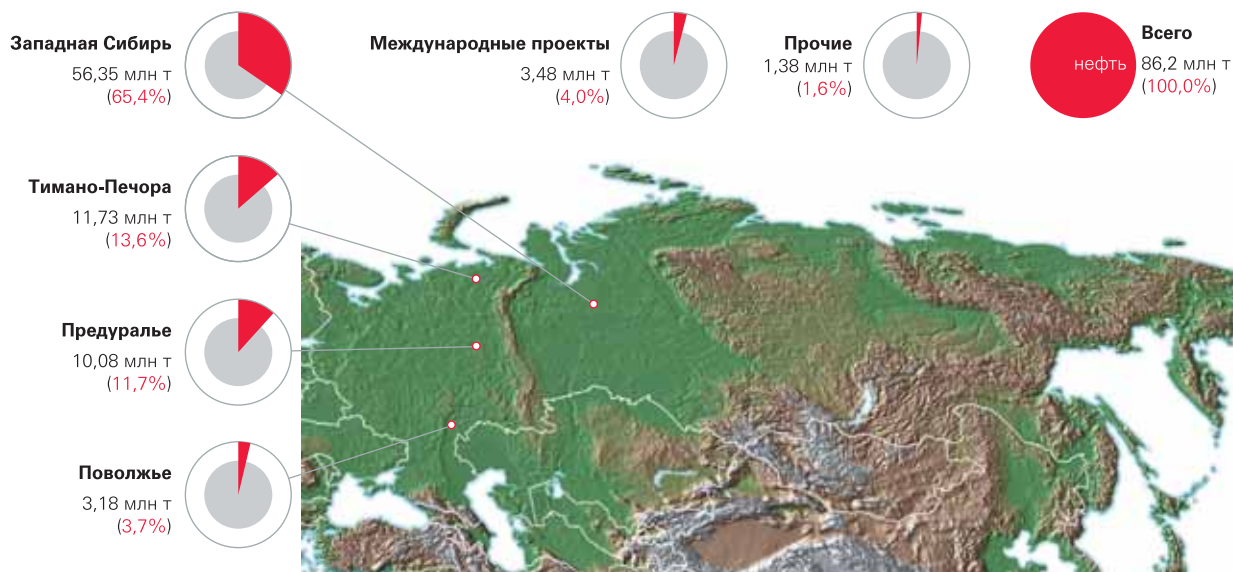
2003 год



2004 год



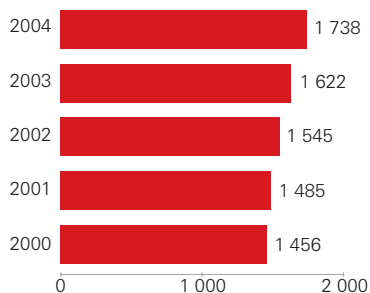
Распределение добычи нефти группой «ЛУКОЙЛ» по регионам (2004)



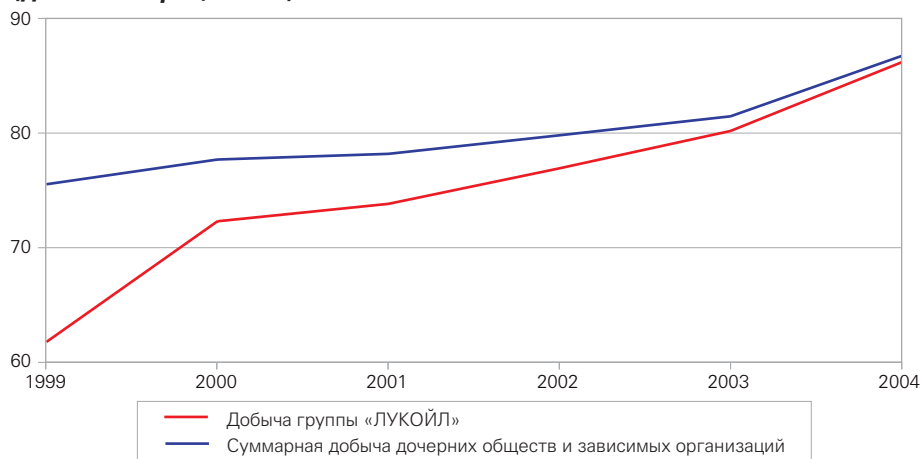
Добыча нефти группой «ЛУКОЙЛ», млн барр.

	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Дочерние общества</i>	510	515	522	560	607
Россия	502	507	512	552	596
Международные проекты	8	8	10	8	11
<i>Доля в добыче зависимых организаций</i>	23	27	42	32	28
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	533	542	564	592	635

Среднесуточная добыча нефти группы «ЛУКОЙЛ», тыс. барр./сут



Консолидация добывающих обществ группы «ЛУКОЙЛ» (добыча нефти, млн т)



Основным регионом нефтедобычи группы «ЛУКОЙЛ» является Западная Сибирь.

Новым регионом нефтедобычи Компании является Тимано-Печора, где за последние пять лет добыча выросла более чем в 1,6 раза, как в результате приобретения активов, так и в результате естественного прироста.

В рамках стратегического партнерства с американской компанией ConocoPhillips в Тимано-Печоре было создано совместное предприятие (Нарьянмарнефтегаз), которое в среднесрочной перспективе будет добывать около 10 млн т/год (200 тыс. барр./сут) нефти.

Дебит нефтяных скважин по российским проектам группы «ЛУКОЙЛ», т/сут

	2000	2001	2002	2003	2004
Новые скважины	25,9	24,4	27,7	35,7	44,3
Старые скважины	9,2	8,4	8,8	9,4	10,4
По всему фонду скважин	9,4	8,6	9,0	9,7	10,7
Западная Сибирь	10,8	10,1	10,2	11,2	12,3
Предуралье	4,6	4,5	4,7	5,0	5,2
Поволжье	10,8	8,4	8,7	8,8	9,1
Тимано-Печора	15,4	12,0	13,4	14,5	17,5
Прочие	7,6	6,9	7,2	7,2	7,3

Обводненность нефтяных скважин по российским проектам группы «ЛУКОЙЛ», %

	2000	2001	2002	2003	2004
Новые скважины	20,3	22,3	19,7	18,4	21,1
Старые скважины	75,6	77,5	77,7	77,2	77,1
По всему фонду скважин	75,2	76,9	77,1	76,6	76,4
Западная Сибирь	77,4	78,6	79,1	78,7	78,7
Предуралье	68,8	70,1	69,8	69,9	69,7
Поволжье	56,0	62,8	62,7	62,4	62,7
Тимано-Печора	75,2	75,3	74,7	72,1	71,3
Прочие	72,3	74,8	67,6	67,2	66,8

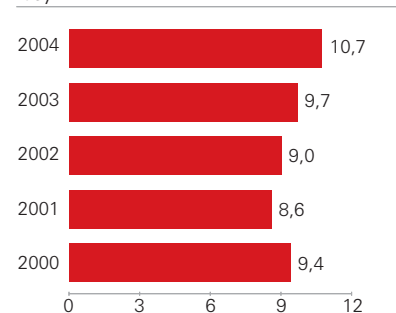
Затраты на добычу нефти

	2000	2001	2002	2003	2004
Млн долл.	1 229	1 411	1 355	1 458	1 556
Долл./барр.	2,41	2,74	2,60	2,61	2,58

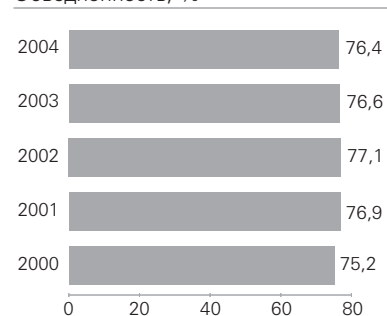
Обеспеченность группы «ЛУКОЙЛ» запасами нефти (на конец года), годы добычи

	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	24,0	26,7	27,2	27,2	25,4
Западная Сибирь	22,5	21,9	22,2	21,6	20,6
Предуралье	31,8	29,3	28,2	28,7	28,7
Поволжье	13,6	16,7	21,7	22,0	20,4
Тимано-Печора	30,9	56,1	52,8	52,5	45,0
Прочие	11,8	11,4	28,0	30,2	25,0
Международные проекты	34,8	33,6	24,6	22,2	19,0
Итого по группе «ЛУКОЙЛ»	24,3	26,9	27,1	27,0	25,2

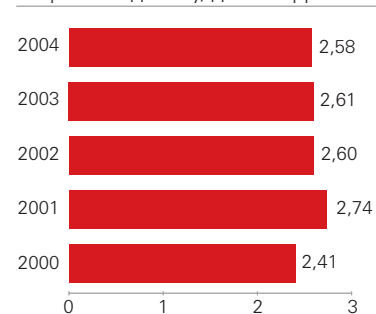
Средний дебит нефтяных скважин, т/сут



Обводненность, %



Затраты на добычу, долл./барр.



 ДОБЫЧА ГАЗА

Добыча газа группой «ЛУКОЙЛ»

	2000	2001	2002	2003	2004
Млн м ³	4 655	4 931	4 976	5 664	6 473
Млрд фут ³	164	174	176	200	229
Млн барр. н. э.	27,4	29,0	29,3	33,3	38,1
Млн м ³ /сут	12,7	13,5	13,6	15,5	17,7
Млн фут ³ /сут	449	477	481	548	624
Тыс. барр. н. э./сут	74,8	79,5	80,2	91,3	104,1

Добыча газа группой «ЛУКОЙЛ», млн м³

	2000	2001	2002	2003	2004
Дочерние общества	4 284	4 639	4 678	5 411	6 213
Доля в добыче зависимых организаций	371	292	298	253	260
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	4 655	4 931	4 976	5 664	6 473

Распределение добычи газа по регионам, млн м³

	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	3 909	4 261	4 137	4 713	4 982
Дочерние общества	3 637	4 108	4 002	4 630	4 940
Западная Сибирь	2 029	2 138	1 944	2 471	2 698
Предуралье	680	834	869	858	879
Поволжье	515	540	519	549	578
Тимано-Печора	401	583	657	733	765
Прочие	12	13	13	19	20
Доля в добыче зависимых организаций	272	153	135	83	42
Международные проекты	746	670	839	951	1 491
Дочерние общества	647	531	676	781	1 273
Доля в добыче зависимых организаций	99	139	163	170	218

Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	4 655	4 931	4 976	5 664	6 473
--------------------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Добыча газа по категориям, млн м³

	2000	2001	2002	2003	2004
Природный газ	1 175	1 110	1 184	1 308	1 828
Попутный газ	3 480	3 821	3 792	4 356	4 645
Добыча газа, всего	4 655	4 931	4 976	5 664	6 473

Уровень утилизации попутного газа, %	76,9	79,2	74,4	79,9	79,7
--------------------------------------	------	------	------	------	------

Распределение добычи природного газа по регионам, млн м³

	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	528	579	508	527	555
<i>Дочерние общества</i>	528	579	508	527	555
Ямал	0	0	0	0	7
Предуралье	401	432	369	368	376
Поволжье	124	142	134	154	167
Тимано-Печора	3	5	5	5	5
Прочие	0	0	0	0	0
<i>Доля в добыче зависимых организаций</i>	0	0	0	0	0
Международные проекты	647	531	676	781	1 273
<i>Дочерние общества</i>	647	531	676	781	1 273
<i>Доля в добыче зависимых организаций</i>	0	0	0	0	0
Добыча природного газа, всего	1 175	1 110	1 184	1 308	1 828

Распределение добычи попутного газа по регионам, млн м³

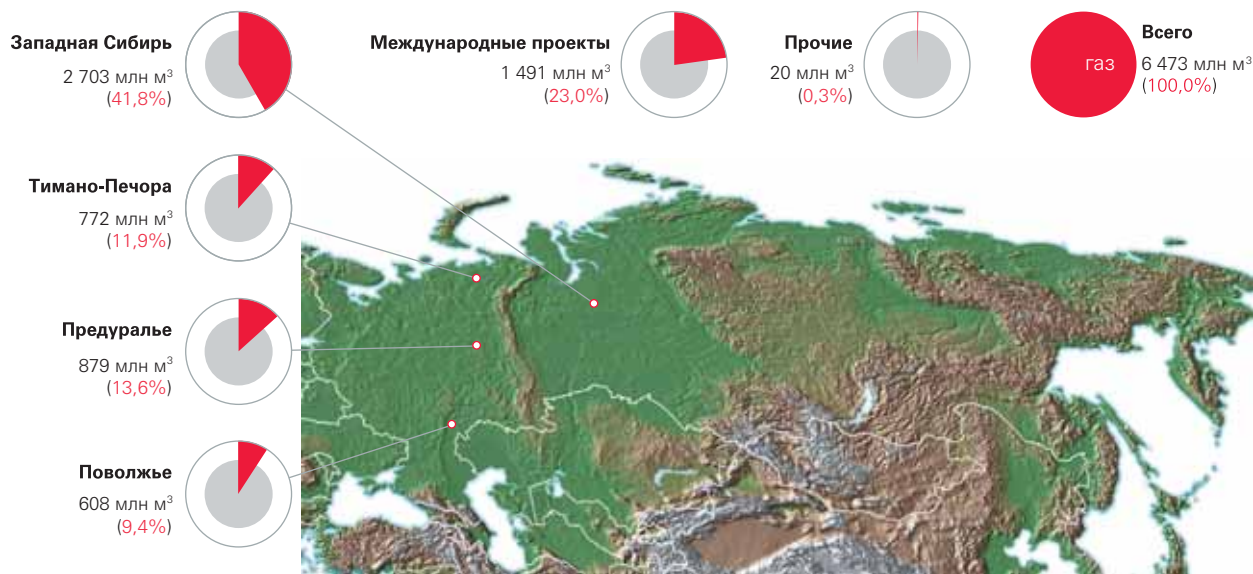
	2000	2001	2002	2003	2004
Россия	3 381	3 682	3 629	4 186	4 427
<i>Дочерние общества</i>	3 109	3 529	3 494	4 103	4 385
Западная Сибирь	2 029	2 138	1 944	2 471	2 691
Предуралье	279	402	500	490	503
Поволжье	391	398	385	395	411
Тимано-Печора	398	578	652	728	760
Прочие	12	13	13	19	20
<i>Доля в добыче зависимых организаций</i>	272	153	135	83	42
Международные проекты	99	139	163	170	218
<i>Дочерние общества</i>	0	0	0	0	0
<i>Доля в добыче зависимых организаций</i>	99	139	163	170	218
Добыча попутного газа, всего	3 480	3 821	3 792	4 356	4 645

Группа «ЛУКОЙЛ» ведет добычу природного газа в европейской части России и на месторождении Карачаганак в Казахстане. Основная часть попутного газа добывается Компанией в Западной Сибири. Газовая программа группы «ЛУКОЙЛ» предполагает ускоренный рост добычи газа в ближайшие годы как в России, так и за рубежом. Ключевыми регионами с точки зрения развития газодобычи группы «ЛУКОЙЛ» призваны стать Большехетская впадина и Северный Каспий.

В апреле 2005 года было введено в эксплуатацию Находкинское газовое месторождение – первое из месторождений Большехетской впадины, которые планирует разрабатывать Компания.

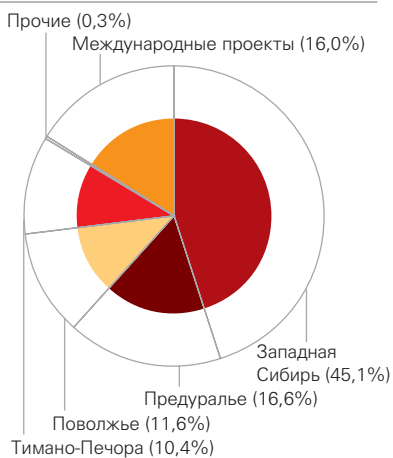
В 2004 году Компания вошла в проекты по разработке газовых месторождений Узбекистана и разведке газоконденсатных месторождений в Саудовской Аравии.

Распределение добычи газа группой «ЛУКОЙЛ» по регионам (2004)

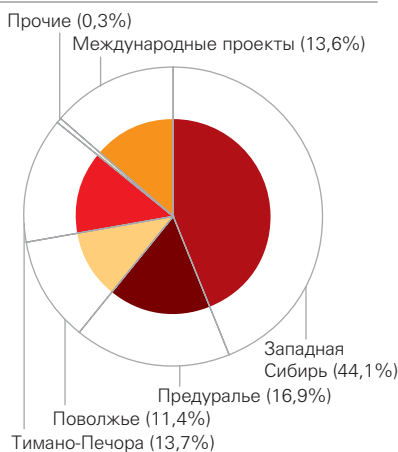


Распределение добычи газа группой «ЛУКОЙЛ» по регионам

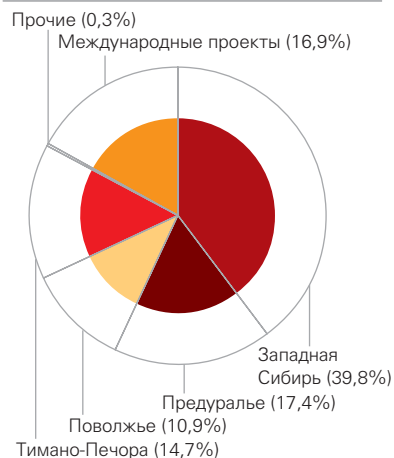
2000 год



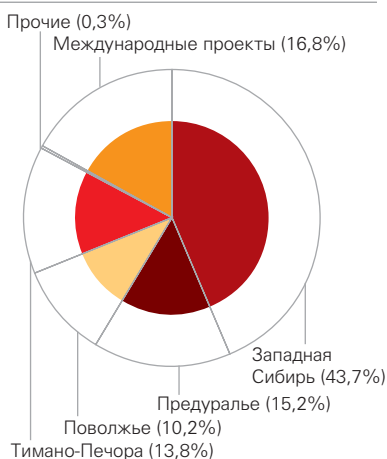
2001 год



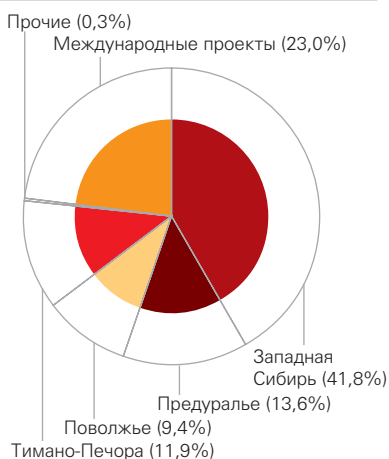
2002 год



2003 год



2004 год



»»» ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

Добыча углеводородов группой «ЛУКОЙЛ», млн барр. н. э.

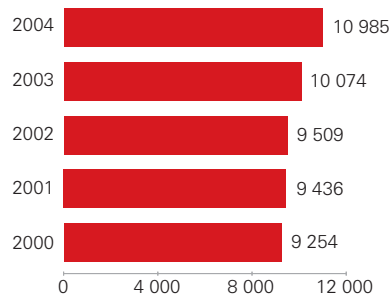
	2000	2001	2002	2003	2004
Нефть	533	542	564	592	635
Газ	27	29	29	33	38
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	560	571	593	625	673
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», тыс. барр. н. э./сут	1 531	1 565	1 625	1 713	1 842

Распределение добычи углеводородов по регионам, млн барр. н. э.

	2000	2001	2002	2003	2004
Дочерние общества	535	542	550	592	643
<i>Россия</i>	<i>523</i>	<i>531</i>	<i>536</i>	<i>579</i>	<i>625</i>
Западная Сибирь	368	369	361	392	425
Предуралье	69	72	77	78	79
Поволжье	26	26	25	25	25
Тимано-Печора	53	56	64	75	86
Прочие	7	8	9	9	10
<i>Международные проекты</i>	<i>12</i>	<i>11</i>	<i>14</i>	<i>13</i>	<i>18</i>
Доля в добыче зависимых организаций	25	29	43	33	30
<i>Россия</i>	<i>17</i>	<i>20</i>	<i>31</i>	<i>18</i>	<i>12</i>
Западная Сибирь	10	12	24	11	5
Предуралье	3	0	0	0	0
Поволжье	1	2	1	2	2
Тимано-Печора	3	6	6	5	5
Прочие	0	0	0	0	0
<i>Международные проекты</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>12</i>	<i>15</i>	<i>18</i>
Добыча группы «ЛУКОЙЛ», всего	560	571	593	625	673
<i>Россия</i>	<i>540</i>	<i>551</i>	<i>567</i>	<i>597</i>	<i>637</i>
Западная Сибирь	378	381	385	403	430
Предуралье	72	72	77	78	79
Поволжье	27	28	26	27	27
Тимано-Печора	56	62	70	80	91
Прочие	7	8	9	9	10
<i>Международные проекты</i>	<i>20</i>	<i>20</i>	<i>26</i>	<i>28</i>	<i>36</i>

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

Добыча нефти на месторождении,
тыс. т



Тевлинско-Русскинское месторождение

Тевлинско-Русскинское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 88 км к северу от города Сургут (Западная Сибирь).

Месторождение было открыто в 1981 году. Разработка месторождения начата в 1986 году.

Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют более 1,3 млрд барр. нефти, накопленная добыча нефти достигла 100 млн т.

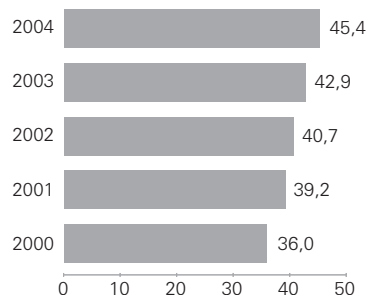
Тевлинско-Русскинское месторождение является одним из крупнейших месторождений группы «ЛУКОЙЛ» в России.



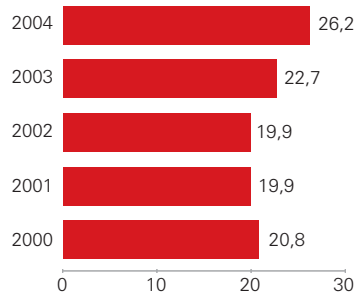
Основные показатели разработки Тевлинско-Русскинского месторождения

	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс. т	9 254	9 436	9 509	10 074	10 985
Накопленная добыча нефти, млн т	60,0	69,5	79,0	89,0	100,0
<i>Фонд скважин, скв.</i>	<i>1 780</i>	<i>1 883</i>	<i>1 971</i>	<i>2 037</i>	<i>2 088</i>
Эксплуатационные, скв.	1 318	1 394	1 398	1 242	1 233
Дающие продукцию, скв.	1 295	1 375	1 311	1 212	1 171
Средний дебит скважин, т/сут	20,8	19,9	19,9	22,7	26,2
Обводненность, %	36,0	39,2	40,7	42,9	45,4

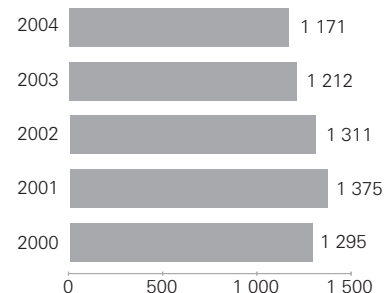
Обводненность продукции на
месторождении, %



Средний дебит скважин на
месторождении, т/сут



Фонд скважин, дающих
продукцию, скв.



Ватьеганское месторождение

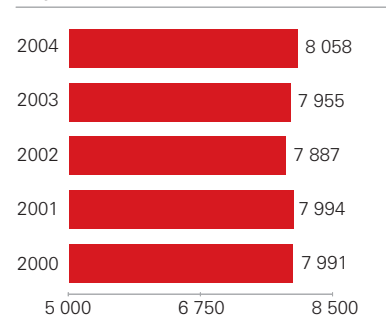
Ватьеганское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 30 км от города Когалым и 140 км к северо-востоку от города Сургут (Западная Сибирь).

Месторождение было открыто в 1971 году. Разработка месторождения начата в 1983 году.

Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют почти 1,5 млрд барр. нефти, накопленная добыча нефти превысила 135 млн т.

Ватьеганское месторождение является одним из крупнейших месторождений группы «ЛУКОЙЛ» в России.

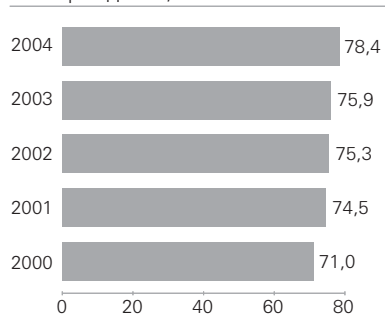
Добыча нефти на месторождении, тыс. т



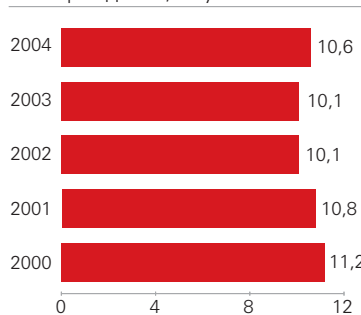
Основные показатели разработки Ватьеганского месторождения

	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс. т	7 991	7 994	7 887	7 955	8 058
Накопленная добыча нефти, млн т	104,3	112,3	120,2	128,1	136,2
Фонд скважин, скв.	2 487	2 516	2 561	2 591	2 611
Эксплуатационные, скв.	2 198	2 400	2 441	2 336	2 362
Дающие продукцию, скв.	2 090	2 186	2 243	2 185	2 144
Средний дебит скважин, т/сут	11,2	10,8	10,1	10,1	10,6
Обводненность, %	71,0	74,5	75,3	75,9	78,4

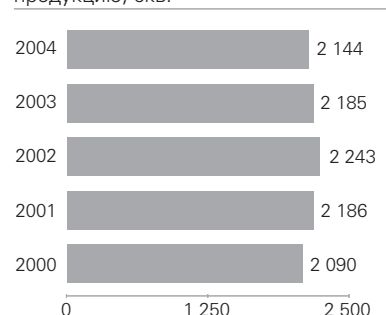
Обводненность продукции на месторождении, %

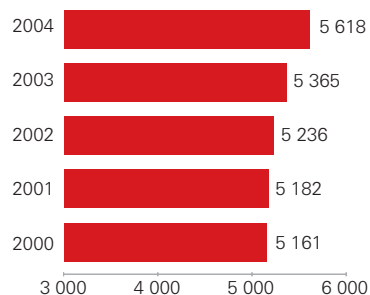


Средний дебит скважин на месторождении, т/сут



Фонд скважин, дающих продукцию, скв.



Добыча нефти на месторождении,
тыс. т


Повховское месторождение

Повховское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 170 км к северо-востоку от города Сургут (Западная Сибирь).

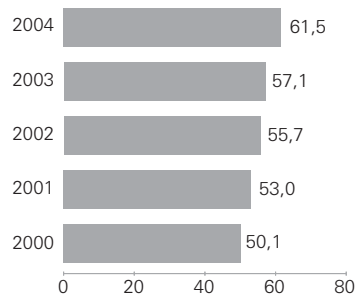
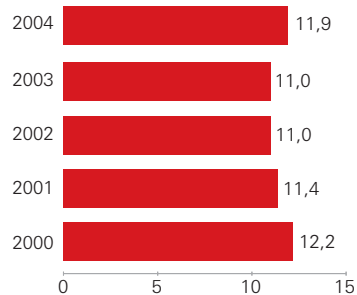
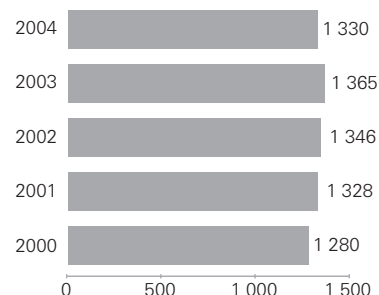
Месторождение было открыто в 1972 году. Разработка месторождения начата в 1978 году.

Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют почти 0,7 млрд барр. нефти, накопленная добыча нефти достигла 160 млн т.



Основные показатели разработки Повховского месторождения

	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс. т	5 161	5 182	5 236	5 365	5 618
Накопленная добыча нефти, млн т	138,6	143,8	149,0	154,4	160,0
<i>Фонд скважин, скв.</i>	<i>3 199</i>	<i>3 202</i>	<i>3 202</i>	<i>3 202</i>	<i>3 202</i>
Эксплуатационные, скв.	1 872	1 924	1 951	1 901	1 831
Дающие продукцию, скв.	1 280	1 328	1 346	1 365	1 330
Средний дебит скважин, т/сут	12,2	11,4	11,0	11,0	11,9
Обводненность, %	50,1	53,0	55,7	57,1	61,5

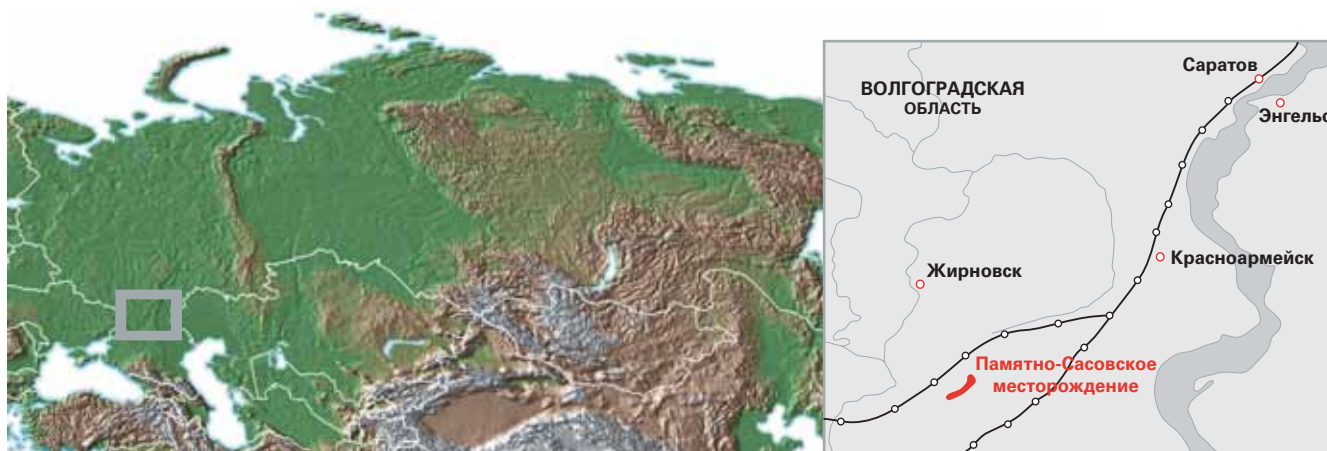
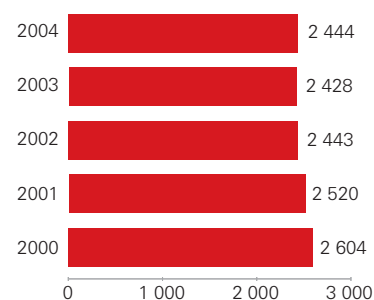
 Обводненность продукции на
месторождении, %

 Средний дебит скважин на
месторождении, т/сут

 Фонд скважин, дающих
продукцию, скв.


Памятно-Сасовское месторождение

Памятно-Сасовское месторождение расположено в Жирновском районе Волгоградской области в 130 км к северу от города Волгоград (Поволжье). Месторождение было открыто в 1990 году. Разработка месторождения начата в 1992 году.

Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют почти 185 млн барр. нефти, накопленная добыча нефти достигла 25 млн т.

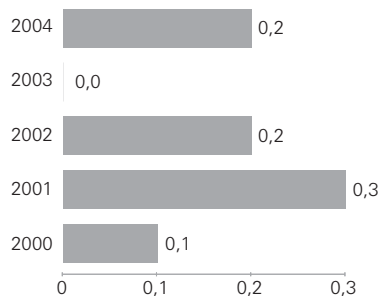
Добыча нефти на месторождении, тыс. т



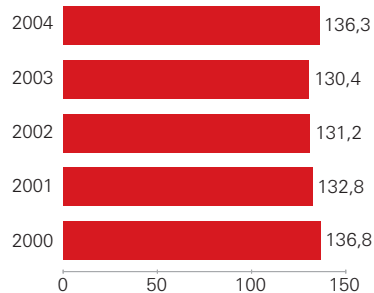
Основные показатели разработки Памятно-Сасовского месторождения

	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс. т	2 604	2 520	2 443	2 428	2 444
Накопленная добыча нефти, млн т	14,9	17,4	19,8	22,3	24,7
<i>Фонд скважин, скв.</i>	<i>61</i>	<i>61</i>	<i>61</i>	<i>61</i>	<i>61</i>
Эксплуатационные, скв.	52	52	51	51	49
Дающие продукцию, скв.	51	52	50	50	49
Средний дебит скважин, т/сут	136,8	132,8	131,2	130,4	136,3
Обводненность, %	0,1	0,3	0,2	0,0	0,2

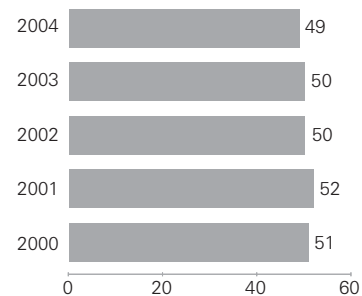
Обводненность продукции на месторождении, %



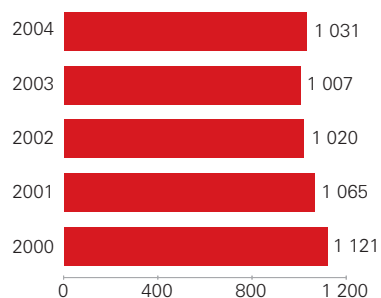
Средний дебит скважин на месторождении, т/сут



Фонд скважин, дающих продукцию, скв.



Добыча нефти на месторождении,
тыс. т



Уньвинское месторождение

Уньвинское месторождение расположено в Усольском районе Пермской области в 125 км к северу от города Пермь (Предуралье).

Месторождение было открыто в 1980 году. Разработка месторождения начата в 1981 году.

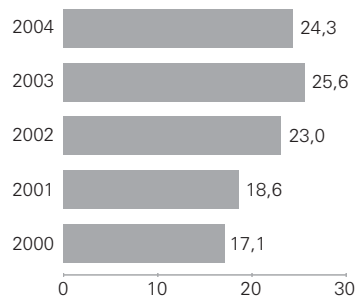
Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют более 150 млн барр. нефти, накопленная добыча нефти превысила 21 млн т.



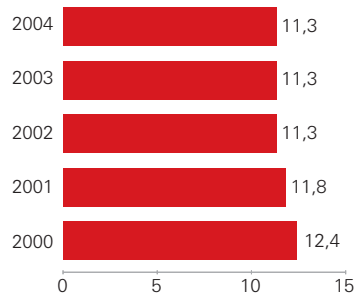
Основные показатели разработки Уньвинского месторождения

	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс. т	1 121	1 065	1 020	1 007	1 031
Накопленная добыча нефти, млн т	17,4	18,4	19,5	20,5	21,5
Фонд скважин, скв.	421	421	424	428	428
Эксплуатационные, скв.	277	277	279	283	289
Дающие продукцию, скв.	253	260	257	257	262
Средний дебит скважин, т/сут	12,4	11,8	11,3	11,3	11,3
Обводненность, %	17,1	18,6	23,0	25,6	24,3

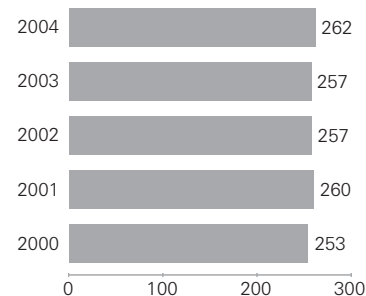
Обводненность продукции на
месторождении, %



Средний дебит скважин на
месторождении, т/сут



Фонд скважин, дающих
продукцию, скв.



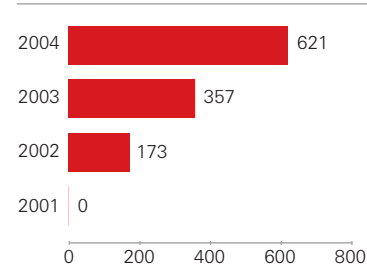
»»» НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

Тэдинское месторождение

Тэдинское нефтяное месторождение расположено в центральной части Большеземельской тундры Ненецкого автономного округа (Тимано-Печора). Месторождение было открыто в 1989 году. Разработка месторождения начата в 2001 году.

Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют более 100 млн барр. нефти, накопленная добыча нефти превысила 1 млн т.

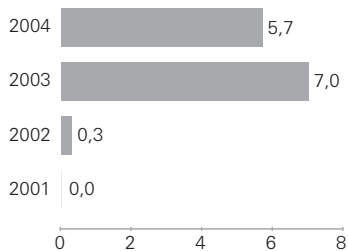
Добыча нефти на месторождении, тыс. т



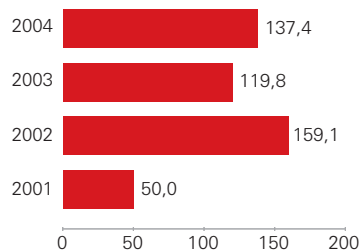
Основные показатели разработки Тэдинского месторождения

	2000	2001	2002	2003	2004
Добыча нефти, тыс. т	–	0	173	357	621
Накопленная добыча нефти, тыс. т	–	0	173	530	1 151
<i>Фонд скважин, скв.</i>	–	1	9	13	19
Эксплуатационные, скв.	–	1	9	13	19
Дающие продукцию, скв.	–	1	9	13	19
Средний дебит скважин, т/сут	–	50,0	159,1	119,8	137,4
Обводненность, %	–	0,0	0,3	7,0	5,7

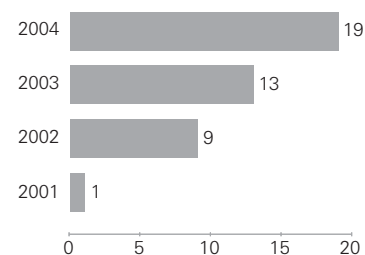
Обводненность продукции на месторождении, %



Средний дебит скважин на месторождении, т/сут



Фонд скважин, дающих продукцию, скв.



Кравцовское месторождение

Кравцовское месторождение расположено в акватории Балтийского моря на российском шельфе в 23 км от берега на глубине 25–35 м. Оно было открыто в 1983 году. Доказанные запасы месторождения по состоянию на конец 2004 года составляют около 47 млн барр. нефти.

Промышленная эксплуатация месторождения начата в конце июля 2004 года. Бурение и добыча нефти ведутся с морской ледостойкой стационарной платформы в соответствии с принципом «нулевого сброса». Добытая нефть поставляется на побережье

по подводному трубопроводу и экспортируется через терминал в порту Светлый.

Добыча на месторождении в 2004 году составила 80 тыс. т при среднем дебите скважин 237 т/сут.

Месторождение предполагается разрабатывать 17 скважинами: 1 вертикальной, 10 с горизонтальным завершением и 6 горизонтально-разветвленными. Согласно плану разработки к 2007 году добыча на месторождении достигнет 700 тыс. т/год. Период эксплуатации месторождения составит около 30 лет.



Находкинское месторождение и другие месторождения Большехетской впадины

В рамках реализации газовой программы группа «ЛУКОЙЛ» занимается освоением запасов газа Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий автономный округ), которые станут основой роста добычи газа Компании в ближайшие годы. По состоянию на конец 2004 года доказанные запасы газа на месторождениях Компании в этом регионе составили 12,9 трлн фут³, или 52,5% от запасов газа группы «ЛУКОЙЛ».

В апреле 2005 года в эксплуатацию было введено Находкинское месторождение. Газ, добываемый на месторождении, поставляется по 117-километровому трубопроводу до газокomppressorной станции «Ямбургская» и далее поставляется по транспортной







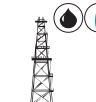






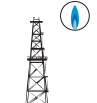


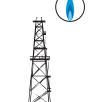
системе ОАО «Газпром». В соответствии с соглашением между ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Газпром», весь объем газа, добываемого на Находкинском месторождении, на первом этапе будет приобретаться ОАО «Газпром».

В 2007 году месторождение выйдет на проектную мощность с годовым объемом добычи 10 млрд м³ газа. Ввод в эксплуатацию остальных месторождений Большехетской впадины намечен на 2007–2011 годы. Максимального объема добычи в регионе (25 млрд м³ газа и 2 млн т газового конденсата) планируется достичь к 2012 году.





МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»

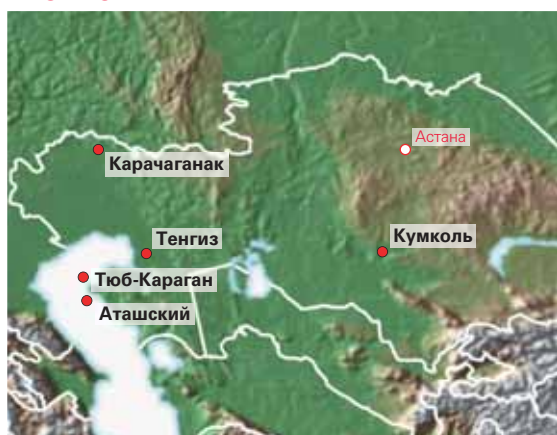
Приобретение/вхождение в международные проекты в секторе разведки и добычи

1994	1995	1996	1997	1998	2001	2002	2003	2004
 <p>Азери – Чираг – Гюнешли (Азербайджан)</p>	 <p>Кумколь (Казахстан)</p>	 <p>Шах-Дениз (Азербайджан)</p>	 <p>Западная Курна-2 (Ирак)</p>	 <p>D-222 (Ялама) (Азербайджан)</p>	 <p>WEEM (Египет)</p>	 <p>Кондор (Колумбия)</p>	 <p>Западный Гейсум (Египет)</p>	 <p>Тюб-Караган и Аташский (Казахстан)</p>
	 <p>Мелейя (Египет)</p>		 <p>Карачаганак (Казахстан)</p>		 <p>Зых-Говсаны (Азербайджан)</p>		 <p>Северо-Восточный Гейсум (Египет)</p>	 <p>Кандым – Хаузак – Шады (Узбекистан)</p>
			 <p>Тенгиз (Казахстан)</p>				 <p>Анاران (Иран)</p>	 <p>Блок А (Саудовская Аравия)</p>

Продажа/выход из международных проектов в секторе разведки и добычи

							 <p>Азери – Чираг – Гюнешли (Азербайджан)</p>	 <p>Зых-Говсаны (Азербайджан)</p>
--	--	--	--	--	--	--	---	---

КАЗАХСТАН



Карачаганак

- Приобретение доли в проекте – ноябрь 1997 года
- Тип соглашения – СРП, добыча (нефть, конденсат, газ)

- Срок действия соглашения – 40 лет (до 2038 года)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» в СРП – 15%
- Текущая доля группы «ЛУКОЙЛ» в продукции – 13,95%
- Прочие участники проекта: BG Group (32,5%, оператор), ENI Group (32,5%, оператор), ChevronTexaco (20%)

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак в западном Казахстане является одним из крупнейших в мире. Оно было открыто в 1979 году. Площадь месторождения – 280 км². Извлекаемые запасы (на 31 декабря 2004 года) – 2,5 млрд барр. нефти и газового конденсата и более 29 трлн фут³ газа. Разработка месторождения вступила в интенсивную фазу в 1995 году с подписанием Соглашения о принципах раздела продукции и учреждением совместного операционного

консорциума – *Karachaganak Integrated Organization*. В ноябре 1997 года было подписано окончательное Соглашение о разделе продукции.

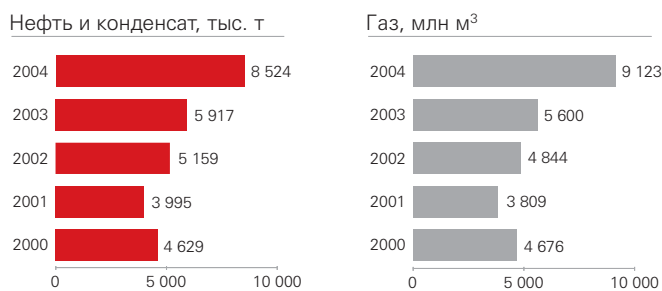
В 2004 году были введены в эксплуатацию перерабатывающий комплекс мощностью 7 млн т/год и экспортный трубопровод Карачаганак – Атырау мощностью 7 млн т/год для поставки сырья на экспорт через систему Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), что существенно повышает экономическую эффективность проекта. Было также начато бурение первой многоствольной скважины с отдельной добычей из каждого ствола.

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин по состоянию на 31 декабря 2004 года составляет 32 скважины, фонд газовых скважин – 59 скважин. Производство товарного газа в 2004 году составило 6,57 млрд м³.

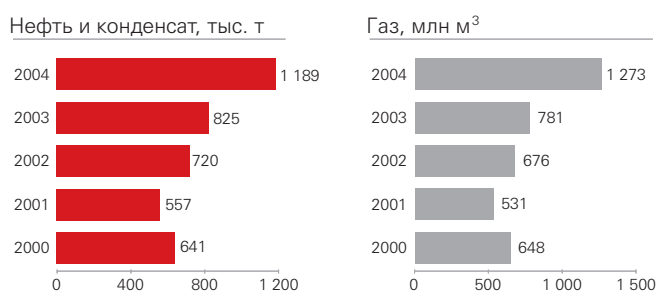
Доля Компании в доказанных запасах месторождения (на 31 декабря 2004 года) составляет 231 млн барр. нефти и газового конденсата и 1,6 трлн фут³ газа.

Нестабильный конденсат с месторождения поставляется по трубопроводу на Оренбургский ГПЗ, стабильный конденсат и нефть подаются по трубопроводу в КТК, газ подается на Оренбургский ГПЗ по газопроводу.

Суммарная добыча по проекту Карачаганак



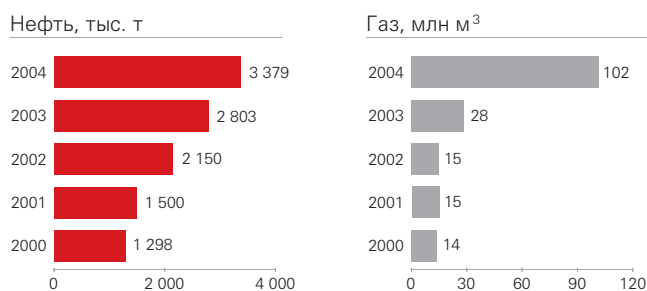
Добыча группы «ЛУКОЙЛ» по проекту Карачаганак



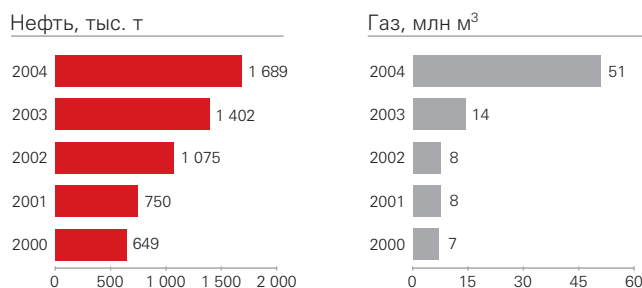
Кумколь

- Приобретение доли в проекте – 1995 год
- Подписание соглашения акционеров – 1999 год
- Тип соглашения – контракт, добыча (нефть и газ)
- Срок действия соглашения – 25 лет (до 2021 года)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» (в том числе в продукции) – 50%
- Прочие участники проекта: Petrokazakhstan (50%)

Суммарная добыча по проекту Кумколь



Добыча группы «ЛУКОЙЛ» по проекту Кумколь



Месторождение Кумколь расположено в южной части Тургайской низменности (на юге Казахстана). Оно было открыто в 1984 году. Интенсивная разработка месторождения началась в 1996 году. Группа «ЛУКОЙЛ» совместно с Petrokazakhstan разрабатывает северную часть месторождения (площадь лицензионного участка составляет 150 км²), южная часть разрабатывается Petrokazakhstan. Извлекаемые запасы на лицензионном участке (на 31 декабря 2004 года) составляют 256 млн барр. нефти и 115 млрд фут³ газа.

В 2003 году введен в эксплуатацию трубопровод Кумколь – Жусалы мощностью 6,5 млн т/год, который позволяет значительно сократить транспортные расходы при экспорте сырья через систему КТК. Также была введена в эксплуатацию система

утилизации попутного газа, что привело к сокращению затрат на добычу нефти. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин по состоянию на 31 декабря 2004 года составляет 231 скважину (в 2004 году была введена в эксплуатацию 21 скважина).

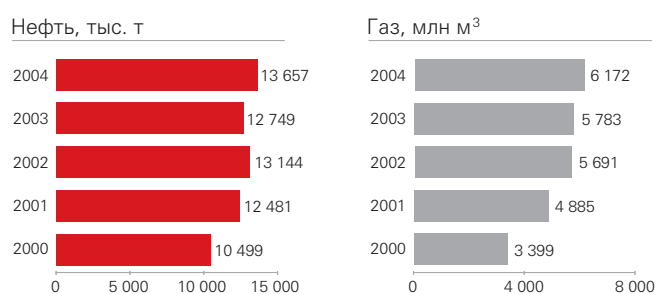
Доля группы «ЛУКОЙЛ» в доказанных запасах месторождения (на 31 декабря 2004 года) составляет 111 млн барр. нефти.

Нефть поставляется на экспорт через систему КТК и на Шымкентский НПЗ с дальнейшей реализацией нефтепродуктов на рынке Казахстана и стран СНГ. Попутный газ расходуется на производство электроэнергии.

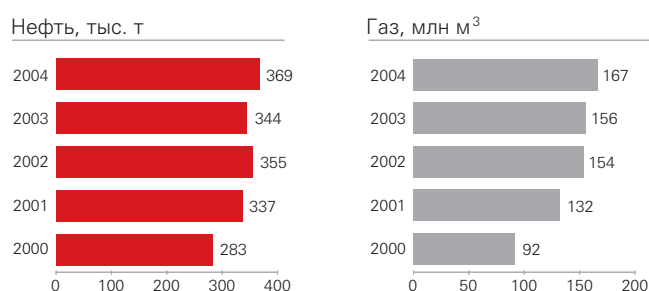
Тенгиз

- Приобретение доли в проекте – 1997 год
- Срок действия соглашения – до 2032 года
- Тип соглашения – контракт, добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» (в том числе в продукции) – 2,7% через LUKArco (5%)
- Прочие участники проекта: ChevronTexaco (50%), ExxonMobil (25%), КазМунайГаз (20%)

Суммарная добыча по проекту Тенгиз



Добыча группы «ЛУКОЙЛ» по проекту Тенгиз



Месторождение Тенгиз расположено в Атырауской области Республики Казахстан в 150 км от города Атырау. Оно было открыто в 1979 году. Площадь месторождения составляет 600 км². На контрактной территории находится также Королевское месторождение и ряд более мелких. Доказанные запасы (на 31 декабря 2004 года) – 3,8 млрд барр. нефти и около 1 млрд барр. н. э. газа и газового конденсата. Разработка месторождения была начата в 1991 году.

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин по состоянию на 31 декабря 2004 года составляет 59 скважин. Производство товарного газа – 4,87 млрд м³. Доля группы «ЛУКОЙЛ» в запасах месторождения (на 31 декабря 2004 года) составляет 112 млн барр. нефти и 188 млрд фут³ газа.

Нефть поставляется на экспорт через КТК. Газ с месторождения сжижается, используется для производства серы, а также поставляется по трубопроводу на экспорт.

Тюб-Караган

- Подписание соглашения – январь 2004 года
- Срок действия соглашения – 40 лет (до 2044 года)
- Тип соглашения – СРП, разведка и добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 50%
- Прочие участники проекта: КазМунайТениз (50%)

Участок Тюб-Караган занимает площадь 1,2 тыс. км² и находится на каспийском шельфе Казахстана в 40 км к северо-западу от морского порта Баутино на глубине 7–12 м. Прогнозные геологические запасы – 2,5 млрд барр. нефти и 2,2 трлн фут³ газа. Вероятность обнаружения углеводородов оценивается как высокая. В соответствии с соглашением разведочный период составляет 5 лет с правом продления дважды на 2 года.

В 2004 году на участке были завершены сейсморазведка и интерпретация полученных данных, а также подготовка к бурению первой разведочной скважины.

В 2005 году запланировано бурение первой разведочной скважины с помощью буровой платформы «Астра».

Аташский

- Подписание соглашения – январь 2004 года
- Срок действия соглашения – 3 года (до 2007 года)
- Тип соглашения – контракт, разведка (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 50%
- Прочие участники проекта: КазМунайТениз (50%)

Участок Аташский занимает площадь 8,4 тыс. км² и находится на каспийском шельфе Казахстана в 80–85 км от порта Баутино на глубине 7–35 м. Прогнозные геологические запасы – 1,1 млрд барр. нефти и 0,6 трлн фут³ газа. В восточной части участка после проведения дополнительных геолого-разведочных работ не исключается возможность обнаружения других перспективных структур.

В соответствии с соглашением разведочный период может быть продлен дважды на 2 года.

В 2004 году на участке была завершена сейсморазведка.

Бурение первой скважины запланировано на 2006 год.

Блок WEEM расположен в восточной части Восточной пустыни в 8 км к западу от города Хургада. Площадь блока составляет 55 км². Блок включает в себя группу из четырех месторождений (Rabeh, Rabeh East, Tanan, Tawoos) с суммарными извлекаемыми запасами в 39 млн барр. нефти. Первое месторождение на блоке было открыто в 1997 году. Добыча на блоке начата в 1998 году. В настоящее время продолжается изучение геологической структуры блока.

В соответствии с соглашением срок разработки может быть продлен на 5 лет до 2023 года.

В 2004 году было завершено строительство экспортного трубопровода протяженностью 100 км до береговых терминалов Рас Эль-Бихар и Гебель Аз-Зейт, с которых происходит отгрузка продукции на международный рынок.

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин по состоянию на 31 декабря 2004 года составляет 23 скважины.

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в доказанных запасах блока (на 31 декабря 2004 года) составляет 13,3 млн барр. нефти.

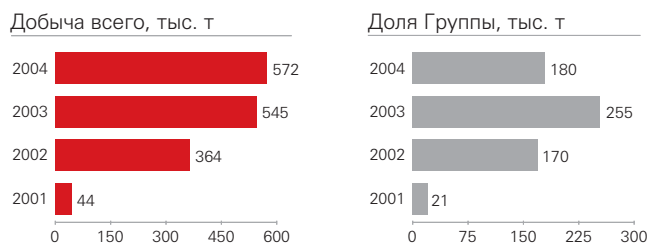
ЕГИПЕТ



WEEM (West Esh El Mallaha)

- Приобретение доли в проекте – сентябрь 2001 года
- Срок действия соглашения – 25 лет (до 2017 года)
- Тип соглашения – концессия, добыча (нефть)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 100%
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» в продукции – изменяется в зависимости от затрат и цен на нефть
- Прочие участники: EGPC

Добыча нефти по проекту WEEM



Мелейя

- Приобретение доли в проекте – 1995 год
- Срок действия соглашения – до 2010 года
- Тип соглашения – концессия, добыча (нефть)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» через LUKAgip – 24%
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» в продукции – изменяется в зависимости от затрат и цен на нефть
- Прочие участники: EGPC (56%), IFC (20%)

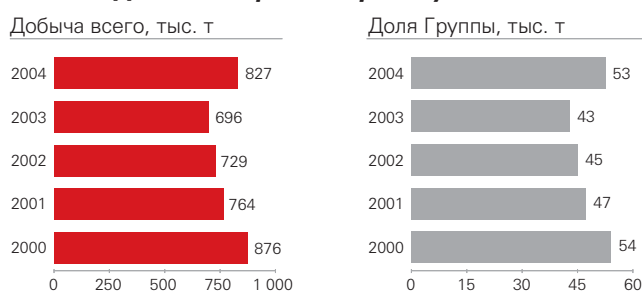
Блок Мелейя расположен в Северной Провинции Западной Пустыни Египта. В состав блока входят четыре основных месторождения: Аман, Северо-Восточная Мелейя, Западная Мелейя, Юго-Восточная

Мелейя. Месторождения были открыты в 70-х годах прошлого века. Разработка месторождений началась в 1978 году. Извлекаемые запасы месторождений составляют 44 млн барр. нефти.

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин по состоянию на 31 декабря 2004 года составляет 89 скважин.

Доля группы «ЛУКОЙЛ» в доказанных запасах блока (на 31 декабря 2004 года) составляет 1,3 млн барр. нефти. Нефть поставляется на экспорт по трубопроводу протяженностью 167 км до терминала Аль-Хамра, откуда отгружается на международный рынок.

Добыча нефти по проекту Мелейя



Западный Гейсум

- Приобретение доли в проекте – июнь 2003 года
- Срок действия соглашения – не более 30 лет
- Тип соглашения – концессия, разведка и добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 100%
- Прочие участники: EGPC

Блок Западный Гейсум расположен вдоль западного побережья Суэцкого залива и занимает площадь 94 км². К настоящему времени на блоке выявлены четыре перспективные структуры: *Hemeit, West Gemsa, SE Qabrit Pass, South Ranim*. Прогнозные геологические запасы блока оцениваются в 92 млн барр. нефти и 23 млрд фут³ газа.

Программа геолого-разведочных работ рассчитана на 4 года. В случае открытия коммерческих запасов этап разработки рассчитан на 20 лет с возможностью продления на 5 лет и может осуществляться с использованием уже существующей инфраструктуры блока WEEM, что обеспечит синергетический эффект.

В 2004 году завершены сейсморазведочные работы и определены точки заложения разведочных скважин.

Северо-Восточный Гейсум

- Приобретение доли в проекте – июнь 2003 года
- Срок действия соглашения – не более 30 лет
- Тип соглашения – концессия, разведка и добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 100%
- Прочие участники: EGPC

Блок Северо-Восточный Гейсум расположен в прибрежной зоне южной части Суэцкого залива и занимает площадь 82 км². В настоящее время на блоке выявлены три перспективные структуры. Прогнозные геологические запасы оцениваются в 169 млн барр. нефти и 47 млрд фут³ газа.

Программа геолого-разведочных работ рассчитана на 4 года. В случае открытия коммерческих запасов этап разработки блока рассчитан на 20 лет с возможностью продления на 5 лет и может осуществляться с использованием уже существующей инфраструктуры блока WEEM, что обеспечит синергетический эффект.

В 2004 году была пробурена первая разведочная скважина и получен приток нефти, уточнена геологическая модель блока.

АЗЕРБАЙДЖАН



Шах-Дениз

- Приобретение доли в проекте – 1996 год
- Срок действия соглашения – 25 лет (до 2021 года)

- Тип соглашения – СРП, разведка и добыча (газ и конденсат)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 10%
- Прочие участники: Total (10%), NICO (10 %), ГНКАР (10%), ТРАО (9%), Statoil (25,5%, оператор), ВР (25,5%, оператор)

Газоконденсатное месторождение *Шах-Дениз* расположено в 100 км к югу от города Баку, на шельфе Каспийского моря на глубине до 600 м. Контрактная площадь составляет 860 км². Извлекаемые запасы оцениваются в 18 трлн фут³ газа и свыше 544 млн барр. конденсата.

Коммерческое открытие углеводородов произошло в марте 2001 года. Начало коммерческой добычи запланировано на конец 2006 года. Первым получателем газа с месторождения станет Турция.

В 2004 году продолжался монтаж платформы TPG-500, завершено бурение двух эксплуатационных скважин.

D-222 (Ялама)

- Подписание соглашения – 1997 и 2003 годы
- Срок действия соглашения – до 2035 года
- Тип соглашения – СРП, разведка и добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 80% (оператор)
- Прочие участники проекта: ГНКАР (20%)

Блок D-222 является частью структуры Ялама, которая размещается равными частями в азербайджанском и российском секторах Каспийского моря на расстоянии 30 км от берега на глубине от 80 до 700 м. Прогнозные геологические запасы блока – 6,6 млрд барр. нефти. Вероятность открытия коммерческих запасов оценивается как высокая.

В 2003 году был подписан пакет соглашений о дополнительных условиях разведки и разработки блока D-222, предусматривающих увеличение доли группы «ЛУКОЙЛ» в проекте до 80% и расширение контрактной площади до 3 тыс. км². Период геологоразведки продлится до 2007 года, период добычи – с 2007 по 2035 год.

В 2004 году были завершены сейсмические

исследования блока и начато бурение поисковой скважины.

УЗБЕКИСТАН



Кандым – Хаузак – Шады

- Подписание соглашения – 2004 год
- Срок действия соглашения – 35 лет (до 2040 года)
- Тип соглашения – СРП, разведка и добыча (газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 90% (оператор)
- Прочие участники проекта: Узбекнефтегаз (10%)

Соглашение предусматривает разработку участков Хаузак и Шады Денгизкульского месторождения и Кандымской группы месторождений (Кандым, Кувачи-Алат, Аккум, Парсанкуль, Ходжи, Западный Ходжи), а также проведение разведочных работ на Кунградском блоке. Площадь контрактной территории составляет 431 км² по участкам Хаузак и Шады и Кандымской группе месторождений и 3,7 тыс. км² по Кунградскому блоку. Геологические запасы природного газа участков Хаузак и Шады и месторождений Кандымской группы оцениваются в 11,6 трлн фут³. Месторождение Кандым имеет запасы газа более 6 трлн фут³.

Начало промышленной добычи газа на месторождениях Хаузак и Шады намечено на 2007 год. Проект предусматривает строительство газохимического комплекса мощностью 6 млрд м³/год газа, первую очередь которого намечено ввести в эксплуатацию в 2010 году. Запланировано бурение 240 эксплуатационных скважин и строительство более 1,5 тыс. км трубопроводов.

САУДОВСКАЯ АРАВИЯ**Блок А**

- Подписание соглашения – март 2004 года
- Срок действия соглашения – 40 лет
- Тип соглашения – соглашение, разведка и добыча (газ и конденсат)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 80% (оператор)
- Прочие участники проекта: Saudi Aramco (20%)

Блок А расположен в северной части пустыни Руб-Аль-Хали, рядом с крупнейшим в мире нефтяным месторождением Гавар (Ghawar). Площадь блока составляет 30 тыс. км², геолого-разведочный период – 5 лет. За это время будут проведены 2D и 3D сейсмические исследования, а также пробурены как минимум 9 разведочных скважин. Прогнозные геологические запасы блока – 11,3 трлн фут³ газа и 1,3 млрд барр. конденсата.

В 2004 году был завершён тендер на проведение сейсморазведочных работ, начата расшифровка имеющейся геолого-геофизической информации, начато проведение новых 2D и 3D сейсмических исследований. Сейсморазведка будет проводиться в течение всего 2005 года с целью подготовки структур к разведочному бурению в начале 2006 года.

Кондор

- Подписание соглашения – июнь 2002 года
- Срок действия соглашения – 28 лет (до 2030 года)
- Тип соглашения – ассоциация, разведка и добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 70%
- Прочие участники проекта: ECOPEPETROL (30%)

КОЛУМБИЯ

Блок Кондор расположен в нефтегазоносном бассейне Льянос. Площадь блока составляет более 3 тыс. км². Прогнозные геологические запасы блока – 1,7 млрд барр. нефти и конденсата и 5,3 трлн фут³ газа. По условиям соглашения максимальный период разведки составляет 6 лет, разработки – 22 года (30 лет для газоносных участков).

Проведена сейсмическая разведка на наиболее перспективных структурах, подготовлены объекты для ведения разведочного бурения, начато разведочное бурение.

ИРАН**Анаран**

- Вхождение в проект – 2003 год
- Срок действия соглашения – до конца 2006 года

- Тип соглашения – сервисное, разведка (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 25%
- Прочие участники проекта: Norsk Hydro (75%, оператор)

Блок Анаран расположен в западной части Ирана. Контрактная площадь блока составляет 3,5 тыс. км². На блоке выявлены три перспективные структуры: Azar, Shangule и Mousian. Прогнозные геологические запасы нефти оцениваются в 2,3 млрд барр.

На блоке выполнен весь объем сейсмических исследований, по результатам бурения обнаружены запасы нефти. В случае признания запасов коммерческими будут вестись переговоры с иранской стороной о заключении сервисного соглашения на разработку месторождения.

Западная Курна-2

- Подписание соглашения – 1997 год
- Срок действия соглашения – 23 года (до 2020 года)
- Тип соглашения – СРП, добыча (нефть и газ)
- Доля группы «ЛУКОЙЛ» – 68,5%
- Прочие участники проекта: Зарубежнефть (3,25%), Машиноимпорт (3,25%), SOMO (25%)

ИРАК



Месторождение Западная Курна является частью гигантского месторождения Румейла и расположено на юге Ирака к северо-западу от города Басра. Доказанные запасы месторождения оцениваются в 6 млрд барр. нефти.

В настоящее время реализация проекта приостановлена до согласования с новым руководством страны. Долю в 17,5% планируется передать компании ConocoPhillips.

Основные операционные показатели по международным проектам группы «ЛУКОЙЛ» (доля Группы)

Карачаганак

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	262	240	231	232	231
Доказанные запасы газа, млрд фут ³	1 763	1 669	1 582	2 030	1 624
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	556	518	495	570	502
Добыча нефти, млн барр.	4,8	4,2	5,4	6,5	9,4
Добыча газа, млрд фут ³	22,9	18,8	23,9	27,6	44,9
Добыча углеводородов, млн барр. н. э.	8,6	7,3	9,4	11,1	16,9

Кумколь

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	91	85	96	107	111
Добыча нефти, млн барр.	4,7	5,5	7,8	10,8	13,0
Добыча газа, млрд фут ³	0,3	0,3	0,3	0,5	1,8
Добыча углеводородов, млн барр. н. э.	4,8	5,6	7,9	10,9	13,3

Тенгиз

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	73	98	95	106	112
Доказанные запасы газа, млрд фут ³	103	155	150	151	188
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	90	124	120	131	143
Добыча нефти, млн барр.	2,2	2,6	2,7	2,7	2,9
Добыча газа, млрд фут ³	3,2	4,6	5,4	5,5	5,9
Добыча углеводородов, млн барр. н. э.	2,7	3,4	3,6	3,6	3,9

Мелейя

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	3	4	8	4	1
Добыча нефти, млн барр.	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4

WEEM

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	–	–	17	15	13
Добыча нефти, млн барр.	0	0,1	1,2	1,8	1,3

Азери – Чираг – Гюнешли

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	102	120	78	–	–
Добыча нефти, млн барр.	3,2	3,7	3,9	–	–

Шах-Дениз

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	–	–	–	7	15
Доказанные запасы газа, млрд фут ³	–	–	–	125	338
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	–	–	–	28	71

Кандым – Хаузак – Шады

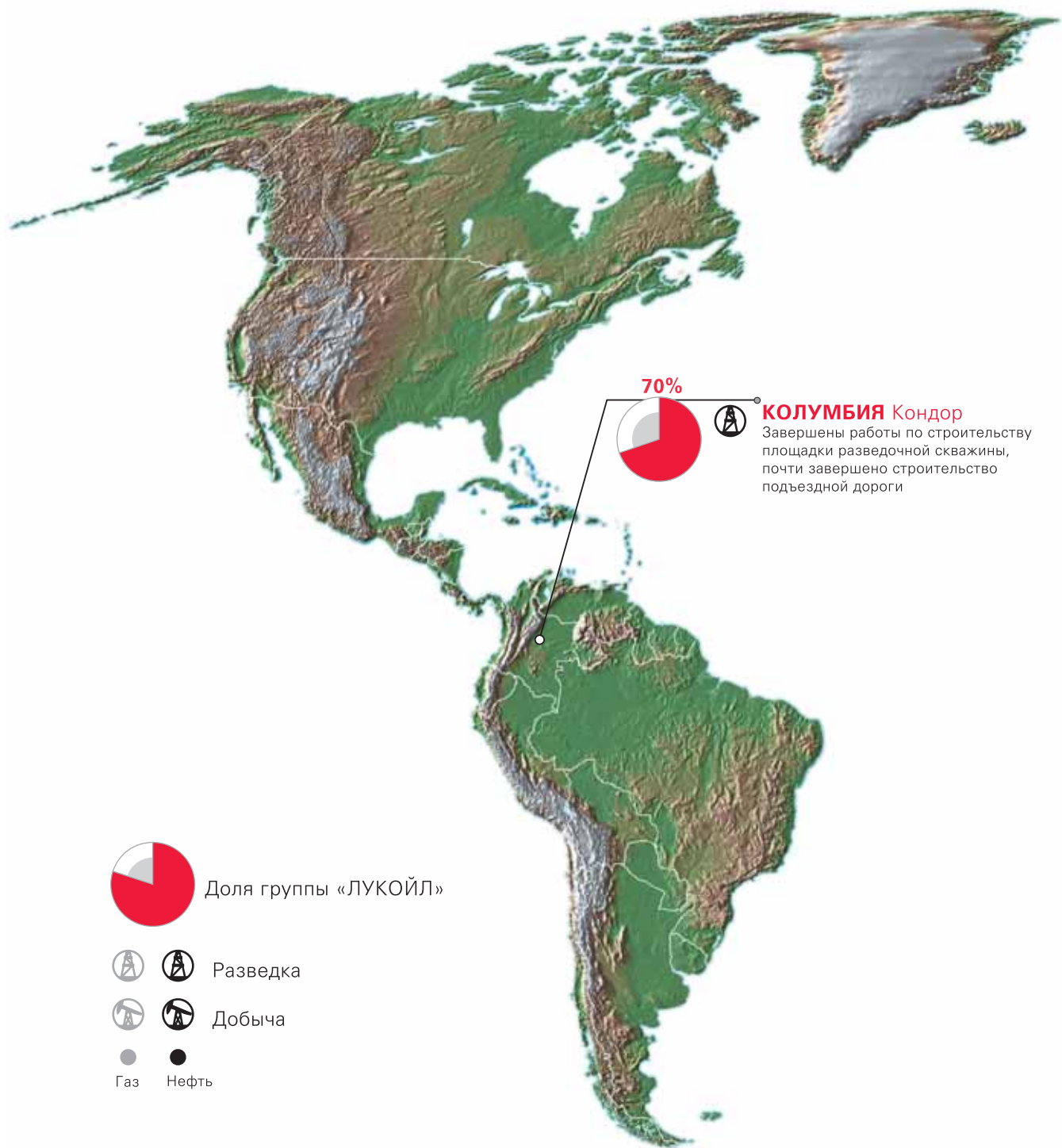
	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	–	–	–	–	4
Доказанные запасы газа, млрд фут ³	–	–	–	–	1 066
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	–	–	–	–	182

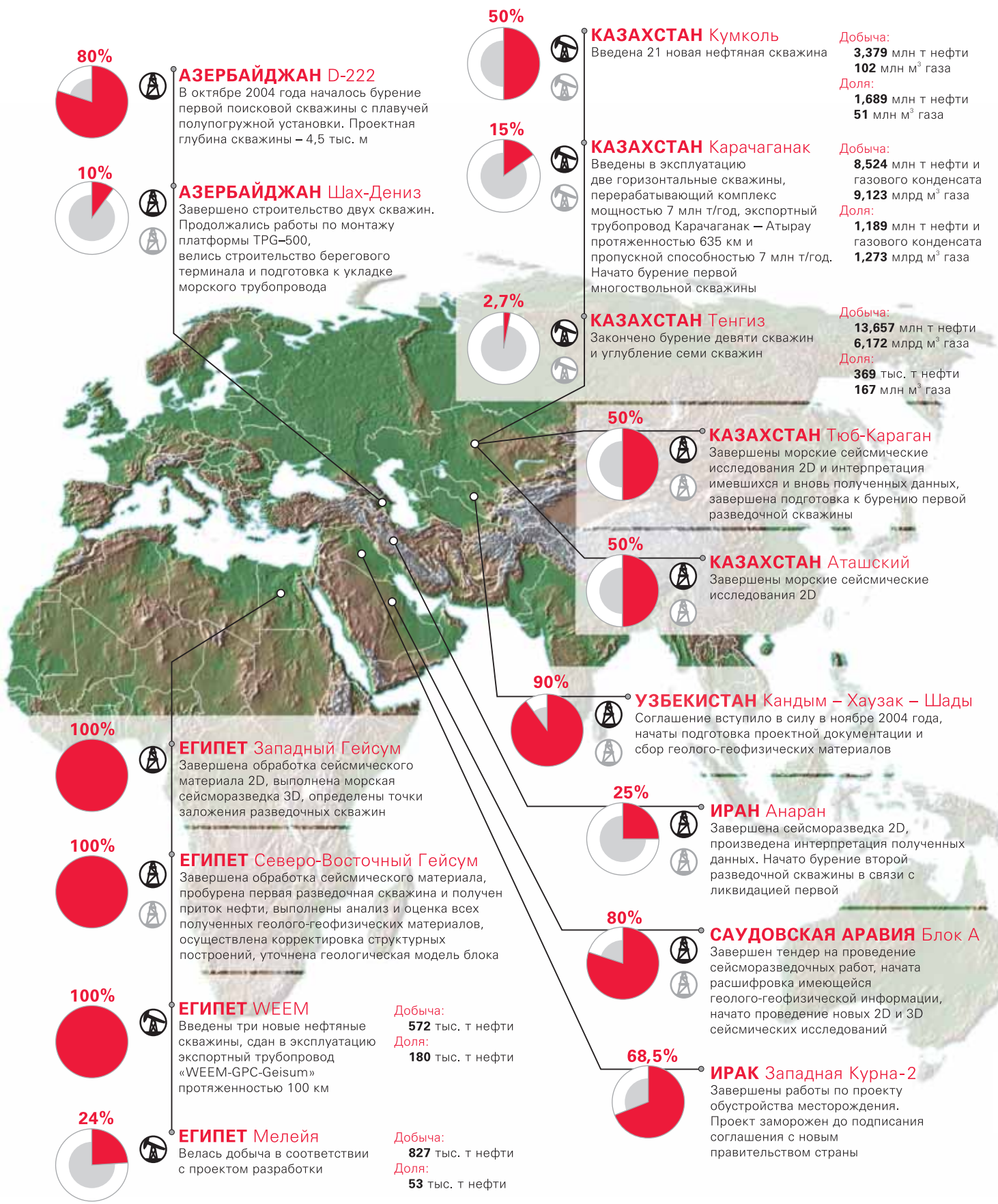
Итого по международным проектам

	2000	2001	2002	2003	2004
Доказанные запасы нефти, млн барр.	531	547	525	471	487
Доказанные запасы газа, млрд фут ³	1 866	1 824	1 732	2 306	3 216
Запасы углеводородов, млн барр. н. э.	842	851	814	855	1 023
Добыча нефти, млн барр.	15,3	16,4	21,3	22,1	27,0
Добыча газа, млрд фут ³	26,4	23,7	29,6	33,6	52,6
Добыча углеводородов, млн барр. н. э.	19,7	20,4	26,4	27,7	35,8



МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПРОЕКТЫ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» (НА 31.12.2004)



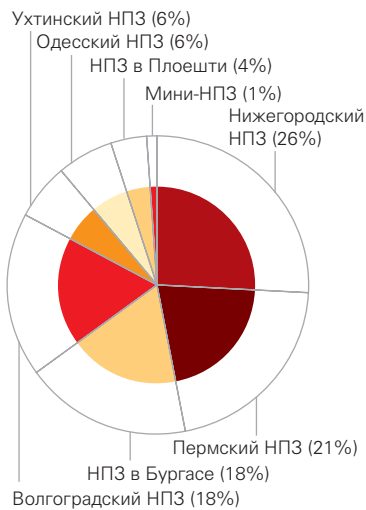


НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Нефтеперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



Структура нефтеперерабатывающих мощностей группы «ЛУКОЙЛ»



Первичная переработка нефти на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», млн т

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка, всего	32,37	38,05	41,60	42,33	44,03
Российские заводы	23,42	29,45	33,95	34,31	35,55
в том числе мини-НПЗ	0,20	0,20	0,20	0,21	0,22
Зарубежные заводы	8,95	8,60	7,65	8,02	8,48
Переработка, тыс. барр./сут	648	764	835	850	882

Выпуск нефтепродуктов на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», млн т

	2000	2001	2002	2003	2004
Выпуск нефтепродуктов, всего	29,58	35,44	38,88	39,44	41,05
Российские заводы	22,18	28,00	32,32	32,65	33,66
в том числе мини-НПЗ	0,19	0,20	0,19	0,21	0,22
Зарубежные заводы	7,40	7,44	6,56	6,79	7,39

Затраты на переработку нефти, млн долл.

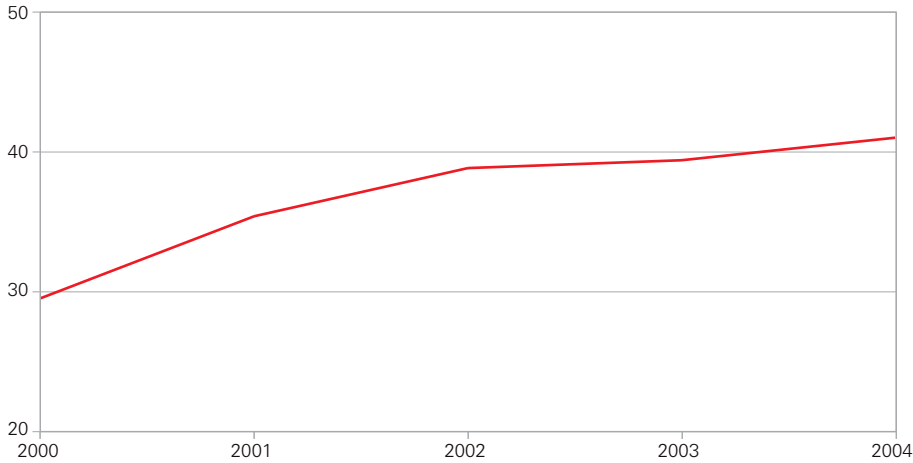
	2000	2001	2002	2003	2004
Собственные НПЗ	–	426	417	479	551
Зависимые НПЗ	–	109	131	–	–

Глубина переработки на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ»*, %

	2000	2001	2002	2003	2004
Всего по Группе	74,4	72,2	71,1	71,9	74,0
Российские заводы	76,3	73,8	72,7	73,5	75,4
Зарубежные заводы	71,3	68,4	65,7	66,9	70,5

* Без учета мини-НПЗ.

Выпуск нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах группы «ЛУКОЙЛ», млн т

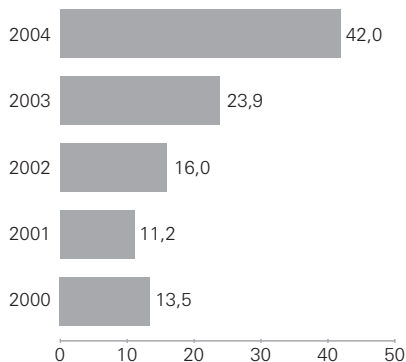


Структура выпуска нефтепродуктов на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ»*, %

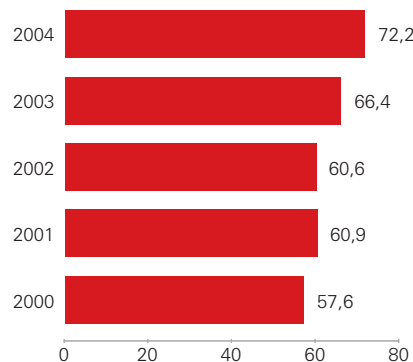
	2000	2001	2002	2003	2004
Бензин автомобильный	18,2	16,1	14,7	13,8	14,7
Дизельное топливо	31,4	29,3	29,4	29,3	28,6
Реактивное топливо	4,2	5,4	4,5	4,6	5,4
Судовое топливо	0,7	1,8	2,8	3,1	3,9
Печное топливо	2,0	1,9	1,7	1,6	1,1
Вакуумный газойль	3,3	2,9	3,6	4,1	5,2
Бензин технологический	2,3	2,0	2,8	3,1	2,7
Мазут	25,1	28,0	29,9	29,4	26,7
Битум	3,7	4,3	3,3	3,7	3,9
Масла	3,1	3,1	2,8	2,8	3,1
Кокс	2,2	1,5	1,2	1,1	1,3
Прочие	3,8	3,7	3,3	3,4	3,4

* Без учета мини-НПЗ.

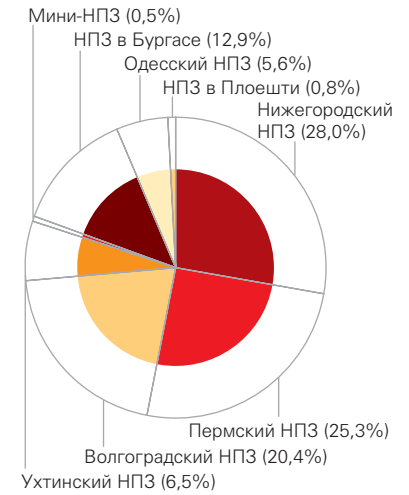
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», %



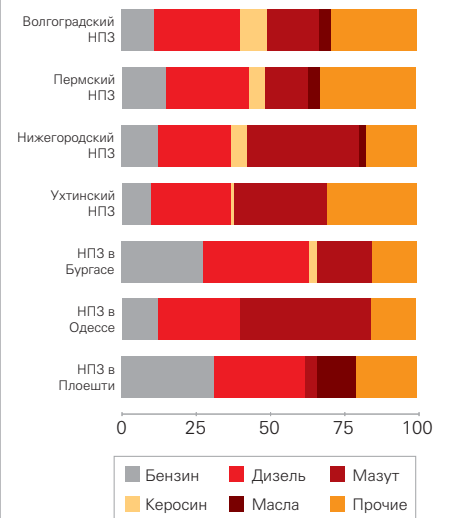
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», %



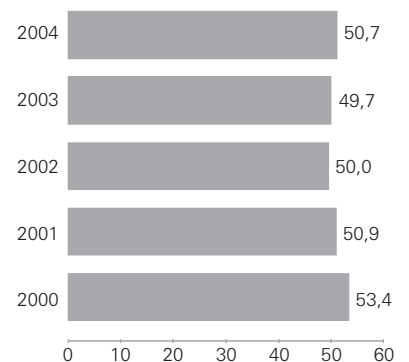
Распределение первичной переработки нефти по НПЗ Компании (2004)



Производство основных нефтепродуктов на НПЗ Компании (2004), %



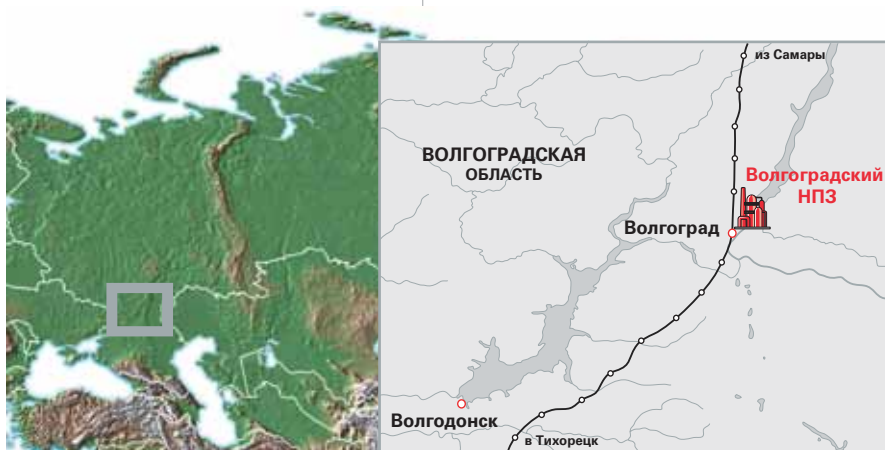
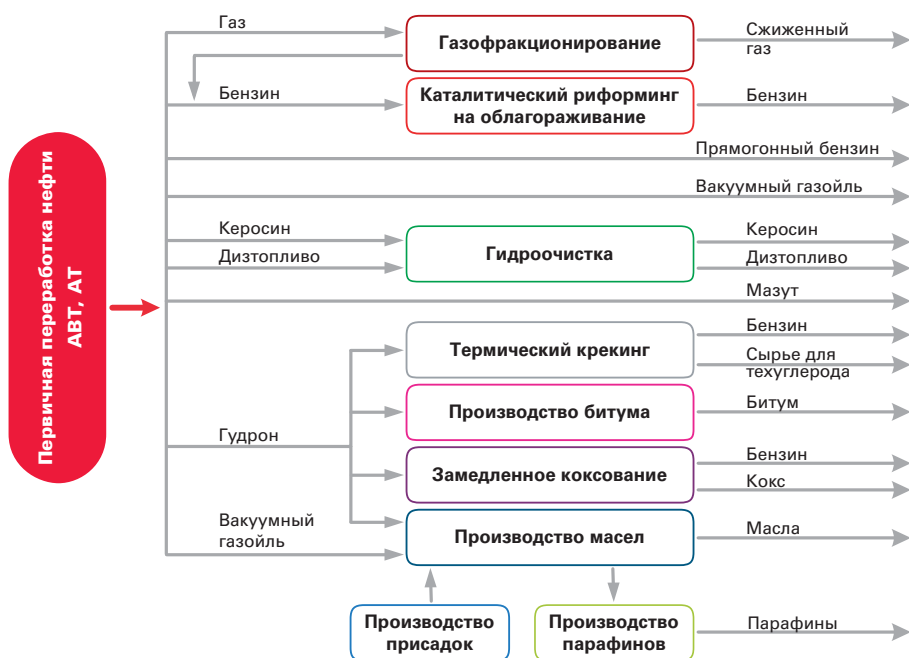
Выход светлых нефтепродуктов на НПЗ группы «ЛУКОЙЛ», %



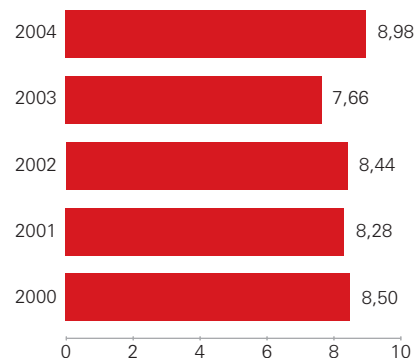
ВОЛГОГРАДСКИЙ НПЗ

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

- Нефтеперерабатывающий завод топливно-масляного профиля
- Расположен в южном регионе России
- Перерабатывает легкую смесь западно-сибирских и нижневолжских нефтей
- Нефть на завод поступает по нефтепроводу **Самара – Тихорецк**
- Готовая продукция отгружается железнодорожным, речным и автомобильным транспортом
- Мощность – **10,5 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **5,3**
- Основные конверсионные процессы – установки коксования (**1,2 млн т/год**) и термкрекинга (**0,75 млн т/год**)



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продукции

- С 2002 года завод производит дизельное топливо с содержанием серы не более **0,035%**
- На заводе осуществляется производство минеральных, полусинтетических и синтетических смазочных масел, отвечающих российским и международным (API) стандартам – **590 тыс. т/год**

Текущая модернизация

- Строительство установки риформинга мощностью **1 млн т/год**, которая позволит повысить качество выпускаемых автобензинов и снизить себестоимость их производства. Пуск запланирован на 2006 год
- Строительство установки изомеризации

История завода

Завод был введен в эксплуатацию в **1957** году.

В 1991 году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В **1994** году реконструированы установки первичной переработки нефти и бензинового риформинга.

В **1997–1998** годах пущены автоматическая станция смешения бензинов и эстакада слива нефти.

В **1998–2001** годах пущены установки гидроочистки дизельного топлива, стабилизации прямогонных бензинов и газодифракционирования предельных углеводородных газов.

В **2002–2003** годах смонтированы линия затаривания масел в 200-литровые

бочки и парк хранения товарных масел, что позволило в два раза увеличить выпуск товарных масел.

В **2004** году:

- реконструированы установки вторичной переработки бензинов и риформинга, что позволило существенно повысить октановое число производимых компонентов бензина и более чем в два раза сократить применение высокооктановых добавок
- реконструирована эстакада слива нефти под налив в железнодорожный транспорт
- за счет применения новых деэмульгаторов снижены технологические потери на ЭЛОУ с 0,9% до 0,84%

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на Волгоградском НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефти, млн т	8,50	8,28	8,44	7,66	8,98
Выпуск товарной продукции, млн т	8,07	7,83	8,00	7,17	8,46

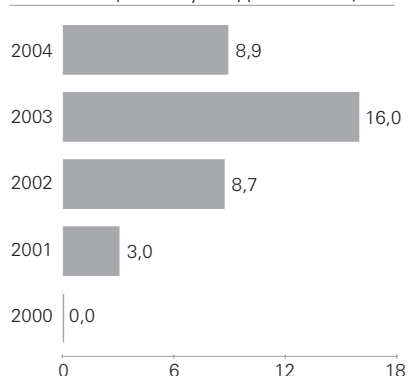
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	14,4	13,2	13,7	11,9	10,9
Дизельное топливо	31,4	30,8	29,2	28,7	29,2
Реактивное топливо	7,8	8,5	8,3	8,2	8,9
Судовое топливо	0,0	0,0	0,6	0,8	0,9
Печное топливо	3,5	3,5	5,1	5,4	4,1
Вакуумный газойль	5,6	6,2	5,9	5,3	6,1
Бензин технологический	5,6	6,2	5,8	7,5	8,4
Мазут	18,8	19,0	18,1	17,1	17,7
Битум	1,9	1,6	1,5	2,1	1,7
Масла	5,7	5,5	5,2	5,5	5,7
Кокс	3,1	2,9	3,1	3,0	3,1
Прочие	2,2	2,6	3,5	4,5	3,3

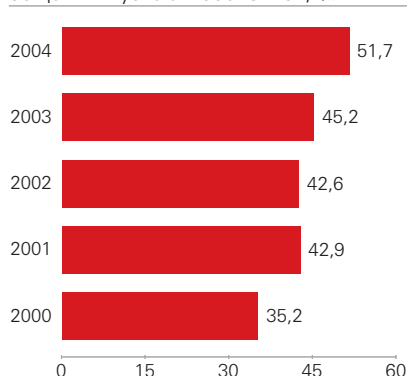
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	80,7	79,8	80,8	82,7	82,3
Выход светлых нефтепродуктов, %	59,6	59,6	59,8	59,7	60,5
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	35,2	42,9	42,6	45,2	51,7
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	0,0	3,0	8,7	16,0	8,9

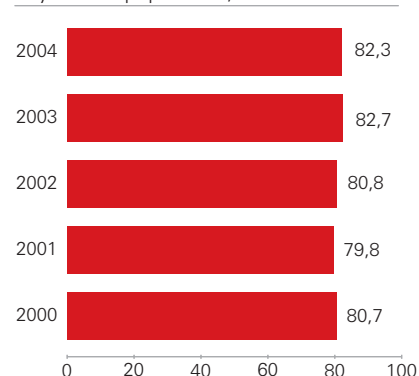
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



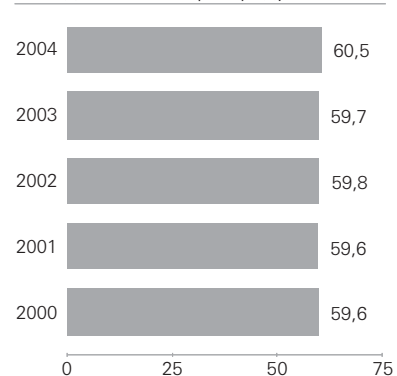
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %



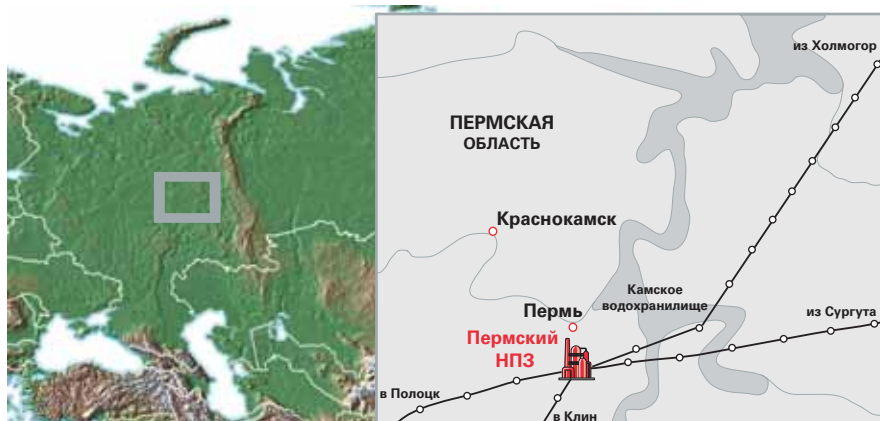
Структура транспортных отгрузок с Волгоградского НПЗ (2004)



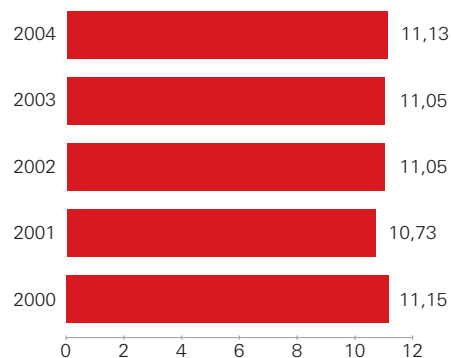
ПЕРМСКИЙ НПЗ

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

- Нефтеперерабатывающий завод топливно-масляно-нефтехимического профиля
- Расположен в 9 км от г. Пермь
- Перерабатывает смесь нефтей с месторождений севера Пермской области и из Западной Сибири
- Нефть на завод поступает по нефтепроводам **Сургут – Полоцк** и **Холмогоры – Клин**
- Готовая продукция отгружается железнодорожным, автомобильным и речным транспортом, а также по нефтепродуктопроводу **Пермь – Андреевка – Уфа**
- Мощность – **12,1 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **7,5**
- Основные конверсионные процессы – установки гидрокрекинга (**T-Star, 3,5 млн т/год**), каталитического крекинга (**0,95 млн т/год**), коксования (**1,0 млн т/год**) и термокрекинга (**0,54 млн т/год**)



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продукции

- С 2004 года завод начал производить дизельное топливо с содержанием серы 50 ppm и 10 ppm (**Евро-4** и **Евро-5**), в том числе удовлетворяющее скандинавским нормам
- На заводе осуществляется производство минеральных, полусинтетических и синтетических смазочных масел, отвечающих российским и международным (**API**) стандартам
- Предприятие прошло сертификацию соответствия системы управления качеством по стандарту **ISO 9001:2000**

Текущая модернизация

- Дооборудование вакуумного блока установки АВТ-4 для увеличения ресурса сырья для установки гидрокрекинга

История завода

Завод введен в эксплуатацию в **1958** году.

В 1991 году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В **1993–1998** годах была реализована программа широкомасштабной реконструкции: проведена комплексная реконструкция коксовой установки, построена установка вакуумной дистилляции мазута, создано современное производство масел, введен в действие комплекс природоохранных объектов.

В **1999** году пущена в эксплуатацию новая установка по утилизации сероводорода и производству серной кислоты.

В **2004** году введен в строй первый в России комплекс глубокой переработки нефти, предназначенный для гидроочистки и гидрокрекинга смеси вакуумных дистиллятов и вторичных компонентов для выработки высокоочищенного сырья каталитического крекинга, малосернистого дизельного топлива с низким содержанием ароматических углеводородов и высококачественных компонентов для получения высокооктановых бензинов.

Основной объект комплекса – установка гидрокрекинга T-Star мощностью 3,5 млн т/год.

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на Пермском НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефти, млн т	11,15	10,73	11,05	11,05	11,13
Выпуск товарной продукции, млн т	10,49	10,14	10,39	10,51	10,49

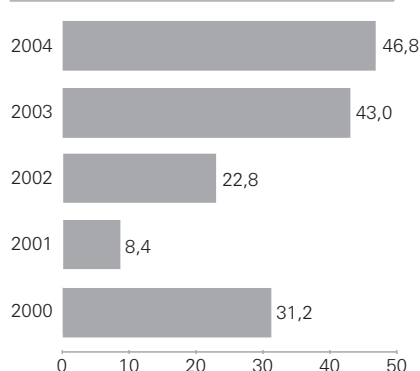
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	17,8	16,8	16,1	14,8	14,7
Дизельное топливо	29,8	26,0	27,2	27,1	28,5
Реактивное топливо	4,4	5,1	4,8	5,2	5,3
Судовое топливо	2,1	3,9	3,8	3,2	4,8
Печное топливо	1,0	1,4	0,7	0,8	0,3
Вакуумный газойль	2,7	1,9	3,4	4,9	6,0
Бензин технологический	0,9	1,4	2,6	2,2	2,2
Мазут	23,0	23,5	23,7	24,2	19,4
Битум	6,2	5,7	4,5	5,2	5,5
Масла	4,3	4,7	3,9	4,0	4,2
Кокс	2,4	2,2	2,0	2,0	2,3
Прочие	5,4	7,4	7,3	6,4	6,8

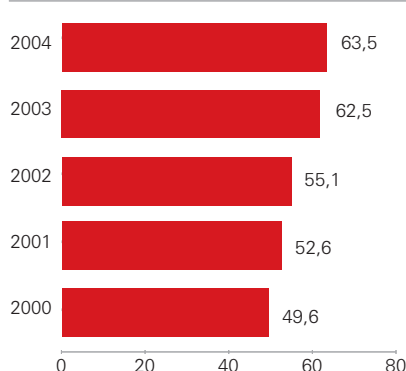
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	82,2	81,8	80,8	81,2	84,6
Выход светлых нефтепродуктов, %	52,1	49,2	49,9	49,1	49,9
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	49,6	52,6	55,1	62,5	63,5
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	31,2	8,4	22,8	43,0	46,8

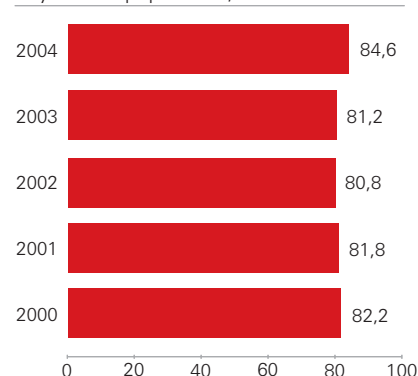
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



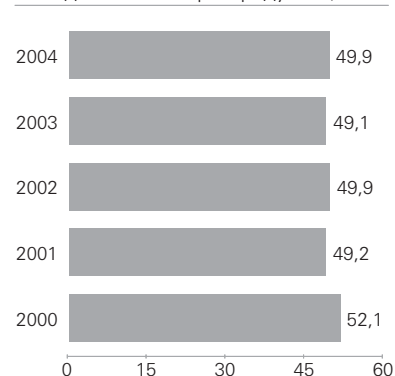
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



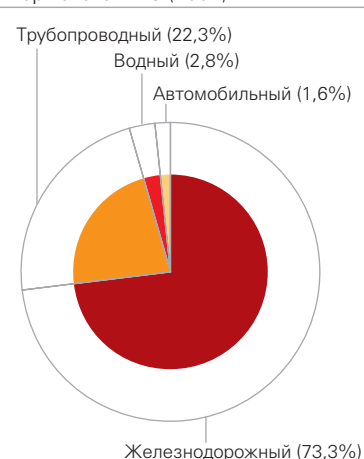
Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %



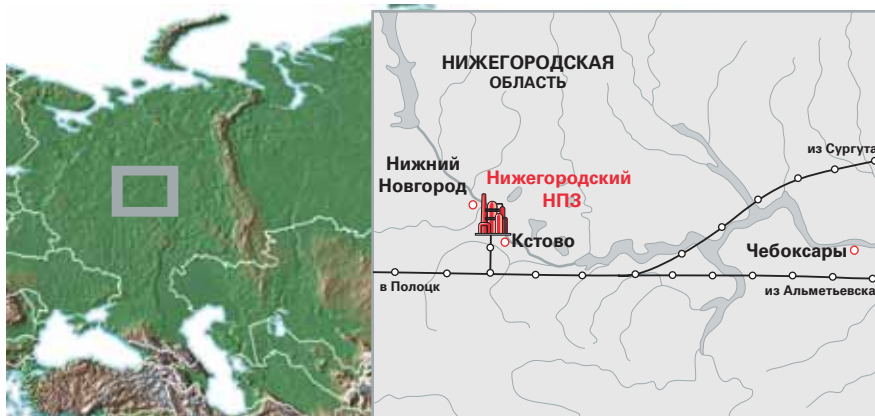
Структура транспортных отправок с Пермского НПЗ (2004)



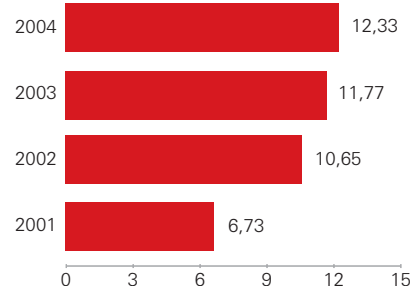
НИЖЕГОРОДСКИЙ НПЗ

ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

- Нефтеперерабатывающий завод топливно-масляного профиля
- Расположен в г. Кстово Нижегородской области
- Перерабатывает смесь нефтей из Западной Сибири
- Нефть на завод поступает по нефтепроводам **Альметьевск – Нижний Новгород** и **Сургут – Полоцк**
- Готовая продукция отгружается железнодорожным, автомобильным и речным транспортом, а также по трубопроводу
- Мощность – **15,1 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **3,8**
- Конверсионными процессами не располагает. Облагораживающие процессы – риформинг и гидроочистка дизельного топлива



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продукции

- С 2004 года завод производит дизельное топливо с содержанием серы 50 ppm (**Евро-4**)
- Осуществляется производство минеральных и полусинтетических смазочных масел, отвечающих российским и международным (**API**) стандартам – **234 тыс. т/год**
- Предприятие прошло сертификацию соответствия системы управления качеством по стандарту **ISO 9001:2000**

Текущая модернизация

- Строительство установки изомеризации, необходимой для производства автобензинов, соответствующих **Евро-3**. Завершение строительства – **2006** год
- Строительство комплекса глубокой переработки нефти, включающего установки каталитического крекинга, алкилирования и гидроочистки

История завода

Завод введен в эксплуатацию в **1958** году.

В 2001 году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В 2002 году реконструированы установки АВТ-5 и гидроочистки масел, а также факельная установка Ф-3.

В 2003 году после реконструкции введено в эксплуатацию единственное в России крупнотоннажное производство пищевых высокоочищенных парафинов. Модернизация позволила увеличить объем выработки и экспорта парафина и при этом снизить затраты на производство за счет снижения удельных расходов реагентов.

В 2004 году:

- на установке АВТ-6 построен вакуумный блок мощностью **3 млн т/год** мазута
- введена в строй установка каталитического риформинга мощностью **1 млн т/год**, что позволило увеличить выпуск высокооктанового бензина и снизить потребление высокооктановых добавок
- начато производство реактивного топлива марки **Jet A-1**, дизельного топлива марки **ЛУКОЙЛ EN590**

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на Нижегородском НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефти, млн т	–	6,73	10,65	11,77	12,33
Выпуск товарной продукции, млн т	–	6,44	10,25	11,28	11,69

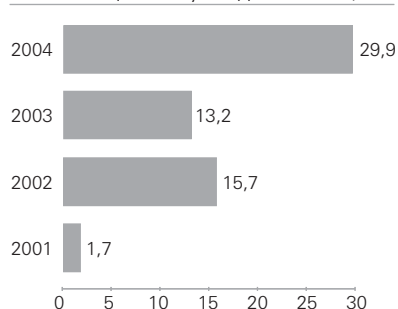
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	–	13,3	12,2	11,3	12,3
Дизельное топливо	–	25,9	28,1	27,9	24,5
Реактивное топливо	–	8,0	4,2	4,1	5,7
Судовое топливо	–	0,0	1,1	3,0	5,7
Печное топливо	–	0,3	0,1	0,1	0,1
Вакуумный газойль	–	1,3	2,4	2,9	5,0
Бензин технологический	–	0,0	2,2	2,4	0,4
Мазут	–	40,1	42,4	40,3	37,7
Битум	–	7,4	4,2	4,1	4,5
Масла	–	2,7	2,4	2,4	2,4
Кокс	–	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	–	1,0	0,7	1,5	1,7

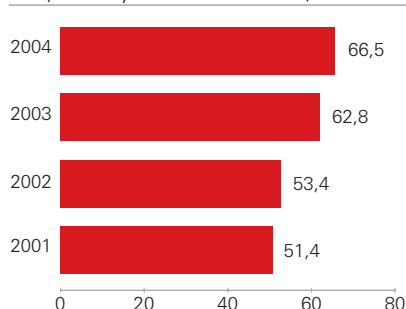
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	–	61,7	58,8	60,9	63,4
Выход светлых нефтепродуктов, %	–	43,4	44,7	44,4	43,2
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	–	51,4	53,4	62,8	66,5
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	–	1,7	15,7	13,2	29,9

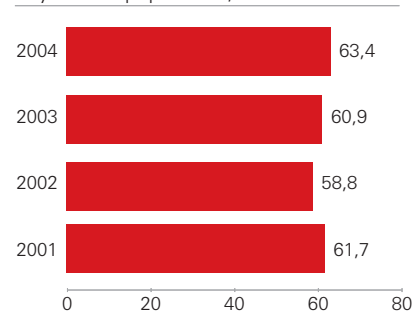
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



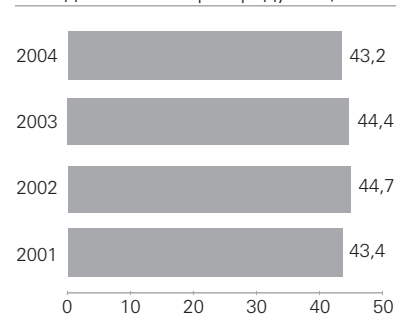
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



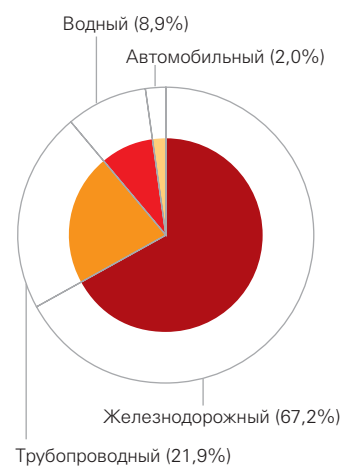
Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %



Структура транспортных отгрузок с Нижегородского НПЗ (2004)

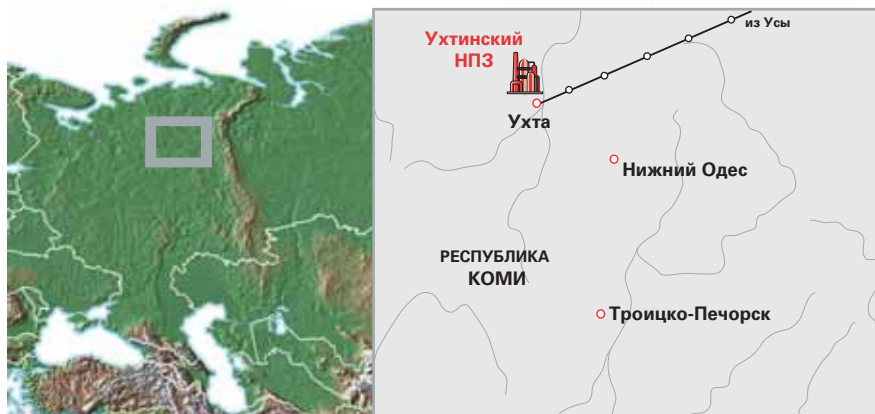
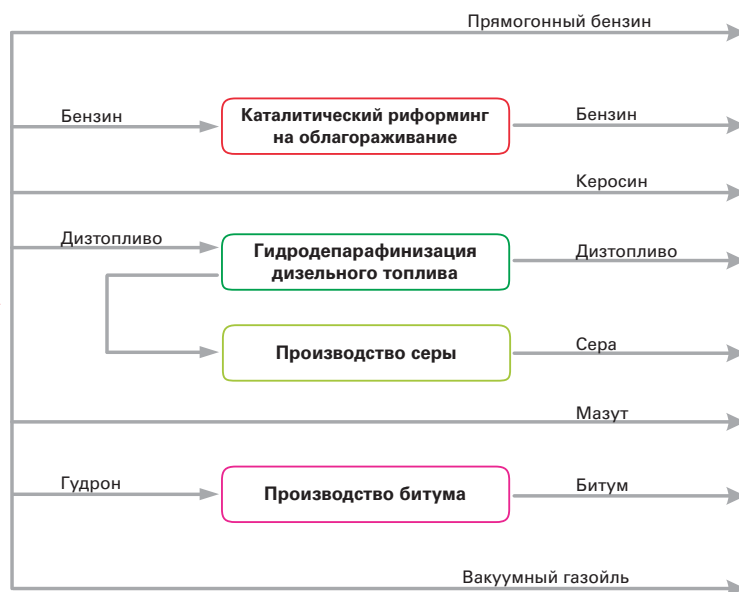


УХТИНСКИЙ НПЗ

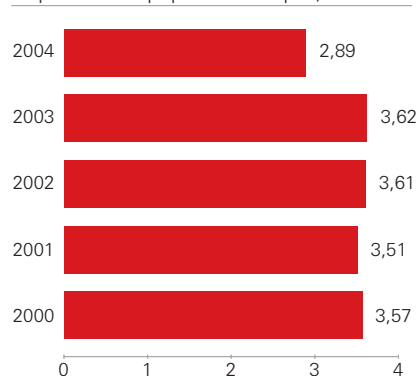
ОАО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»

- Нефтеперерабатывающий завод топливного профиля
- Расположен в центральной части республики Коми
- Перерабатывает смесь нефтей с месторождений республики Коми и тяжелую ярегскую нефть
- Нефть на завод поступает по нефтепроводу **Уса – Ухта**
- Готовая продукция отгружается железнодорожным и автомобильным транспортом
- Мощность – **3,7 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **3,5**
- Не располагает конверсионными процессами. Облагораживающие процессы – риформинг, гидродепарафинизация дизельного топлива

Первичная переработка нефти АВТ, АТ



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продуктов

- С **2003** года завод перешел на выпуск зимних и арктических марок дизельного топлива

Текущая модернизация

- Строительство второй очереди комплекса налива нефти и нефтепродуктов
- С 2005 года будет начато производство дизельного топлива с содержанием серы **50 ppm**

История завода

Завод введен в эксплуатацию в **1934** году.

В **1999** году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В **2001-2002** годах реконструирована установка АВТ-1, построены резервуар хранения бензинов и азотная станция.

В **2003** году введена в эксплуатацию установка гидродепарафинизации дизельного топлива ГДС-850 с блоком получения серы, что позволило начать выпуск зимних и арктических марок дизельного топлива.

В **2004** году:

- введена в эксплуатацию эстакада слива нефти и налива темных нефтепродуктов, что позволило обеспечить поставку на завод альтернативных видов нефтяного сырья
- завершен первый этап реконструкции комплекса каталитического риформинга, что позволило улучшить показатели процесса и увеличить его мощность на **35 тыс. т/год**

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на Ухтинском НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефти, млн т	3,57	3,51	3,61	3,62	2,89
Выпуск товарной продукции, млн т	3,43	3,39	3,49	3,48	2,80

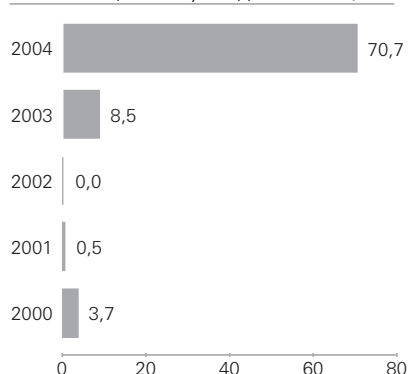
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	10,3	9,6	9,7	9,6	9,8
Дизельное топливо	18,4	25,0	26,2	26,7	27,3
Реактивное топливо	0,0	0,0	0,1	0,5	0,9
Судовое топливо	0,0	7,0	14,8	13,4	12,1
Печное топливо	0,5	1,0	0,3	0,7	0,0
Вакуумный газойль	6,7	6,3	6,9	9,1	10,8
Бензин технологический	3,6	2,6	2,1	2,7	2,6
Мазут	56,2	43,9	36,1	34,2	33,4
Битум	3,4	4,0	3,2	2,5	3,0
Масла	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кокс	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	0,9	0,6	0,6	0,6	0,1

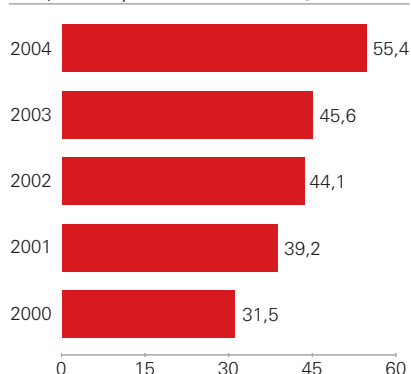
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	47,1	58,7	69,8	71,6	69,2
Выход светлых нефтепродуктов, %	36,2	36,8	37,0	38,8	39,4
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	31,5	39,2	44,1	45,6	55,4
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	3,7	0,5	0,0	8,5	70,7

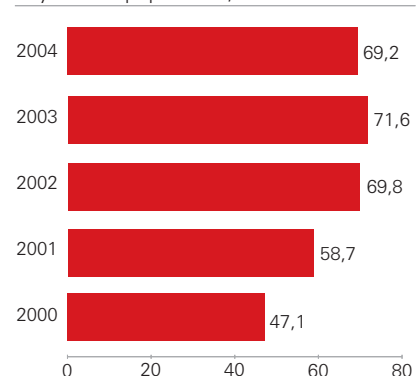
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



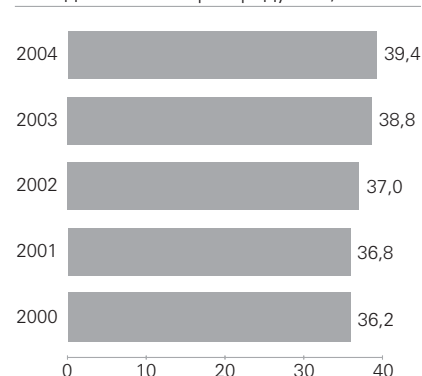
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



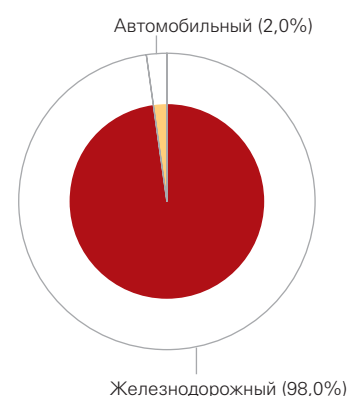
Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %



Структура транспортных отгрузок с Ухтинского НПЗ (2004)



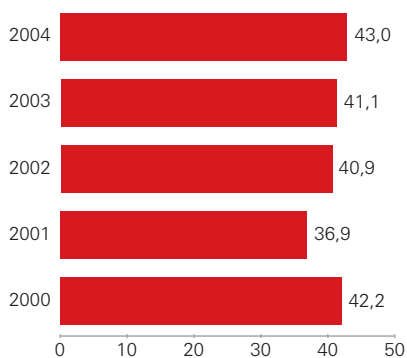
МИНИ-НПЗ В УРАЕ

«Урайнефтегаз»

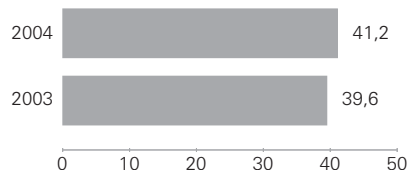
- Нефтеперерабатывающий завод топливного профиля
- Расположен в Урае
- Перерабатывает смесь местных нефтей
- Простой мини-НПЗ, располагающий установками атмосферной и вакуумной перегонки нефти, а также битумной установкой
- Мощность – **100 тыс. т/год**
- Введен в эксплуатацию группой «ЛУКОЙЛ» в 1995 году



Первичная переработка нефти, тыс. т



Глубина переработки, %



Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на мини-НПЗ «Урайнефтегаз»

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка нефти, тыс. т	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0
Возврат в нефть, тыс. т	57,8	63,1	59,1	58,8	57,0
Использовано для выпуска нефтепродуктов, тыс. т	42,2	36,9	40,9	41,1	43,0
Выпуск товарной продукции, тыс. т	38,0	33,7	38,6	38,5	40,1

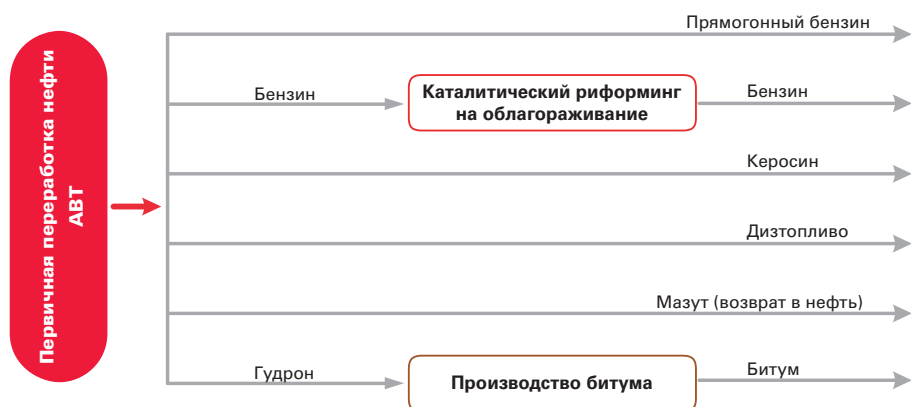
Структура выпуска нефтепродуктов, %

	2000	2001	2002	2003	2004
Бензин автомобильный	35,5	29,1	37,1	33,3	32,4
Дизельное топливо	59,4	64,2	56,7	55,8	60,4
Бензин технологический	5,1	4,1	2,0	1,0	3,7
Битум	0,0	2,6	4,2	9,9	3,5

Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	–	–	–	39,6	41,2
Выход светлых нефтепродуктов, %	38,0	32,9	37,0	34,8	38,7

МИНИ-НПЗ В КОГАЛЫМЕ



«Когалымнефтегаз»

- Нефтеперерабатывающий завод топливного профиля
- Расположен в Когалыме
- Перерабатывает смесь местных нефтей
- Простой мини-НПЗ, располагающий установками атмосферной и вакуумной перегонки нефти, а также установкой каталитического риформинга для повышения октанового числа получаемого автомобильного бензина и битумной установкой
- Мощность – 300 тыс. т/год
- Введен в эксплуатацию группой «ЛУКОЙЛ» в 1997 году



Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на мини-НПЗ «Когалымнефтегаз»

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка нефти, тыс. т	324,1	331,1	339,5	338,9	355,4
Возврат в нефть, тыс. т	165,5	167,4	182,5	166,8	174,7
Использовано для выпуска нефтепродуктов, тыс. т	158,6	163,7	157,0	172,1	180,7
Выпуск товарной продукции, тыс. т	155,0	161,4	155,0	169,7	179,3

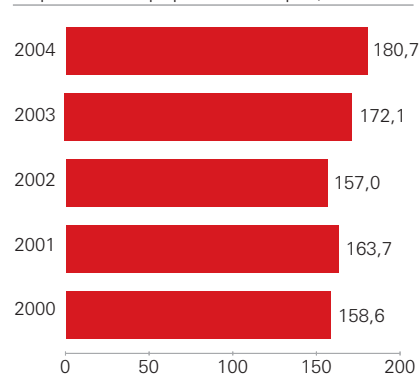
Структура выпуска нефтепродуктов, %

	2000	2001	2002	2003	2004
Бензин автомобильный	7,2	20,2	13,5	13,4	12,8
Дизельное топливо	43,0	42,2	45,9	45,8	45,4
Реактивное топливо	13,9	13,7	15,3	14,8	14,0
Бензин технологический	22,1	10,7	20,3	19,8	20,6
Битум	13,8	13,2	5,0	6,2	7,2

Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	–	–	–	50,6	50,6
Выход светлых нефтепродуктов, %	41,2	43,3	43,4	47,0	46,8

Первичная переработка нефти, тыс. т



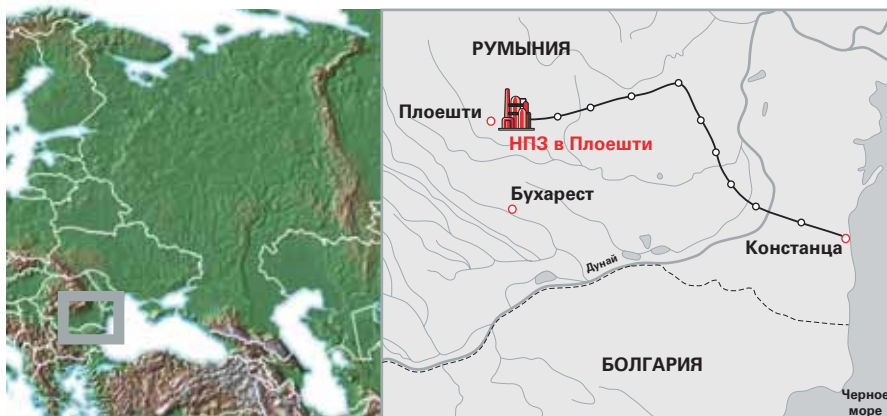
Глубина переработки, %



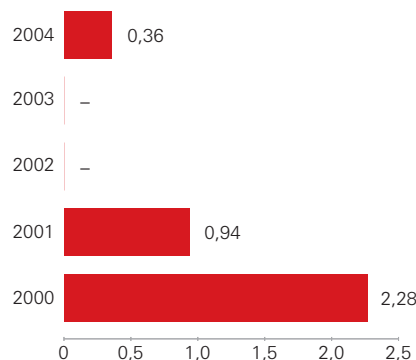
НПЗ В ПЛОЕШТИ

АО «Петротел-ЛУКОЙЛ», Румыния

- Нефтеперерабатывающий завод топливного профиля
- Расположен в г. Плоешти (в центральной части Румынии) в 55 км от г. Бухарест
- Перерабатывает нефть сорта Юралс (российскую экспортную смесь)
- Нефть на завод поступает по нефтепроводу из порта **Констанца** на Черном море и по железной дороге
- Готовая продукция отгружается железнодорожным, автомобильным и водным транспортом
- Мощность – **3,5 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **9,7**, это **наибольший показатель** среди НПЗ группы «ЛУКОЙЛ»
- Основные конверсионные процессы – установка каталитического крекинга (**1,0 млн т/год**) и коксования (**0,6 млн т/год**)



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продукции

- С 2004 года на предприятии производятся бензины марок АИ-95 и АИ-98 и дизельное топливо, соответствующие стандарту **Евро-4**

Текущая модернизация

- Строительство установки производства высокооктановых добавок МТБЭ и ТАМЭ

История завода

Завод введен в эксплуатацию в **1927** году.

В 1999 году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В **2001** году освоено производство бензина АИ-98 и малосернистого дизельного топлива (не более **0,035%**).

В **2001** году завод был остановлен на реконструкцию.

За время реконструкции:

- модернизированы установки первичной переработки нефти, гидроочистки, риформинга, коксования, каталитического крекинга, газофракционирования и изомеризации
- построены установки гидроочистки бензина каталитического крекинга, получения водорода
- проведена реконструкция очистных сооружений, установки рекуперации серы, а также реконструкция ТЭЦ

В **2004** году после комплексной реконструкции завод был пущен в эксплуатацию.

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на НПЗ в Плоешти

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефти, млн т	2,28	0,94	-	-	0,36
Облагораживание бензина и дизтоплива, млн т	0,00	0,02	0,03	0,03	0,03
Смешение и фасовка масел, млн т	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
Товарная продукция, млн т	1,94	0,88	0,04	0,05	0,33

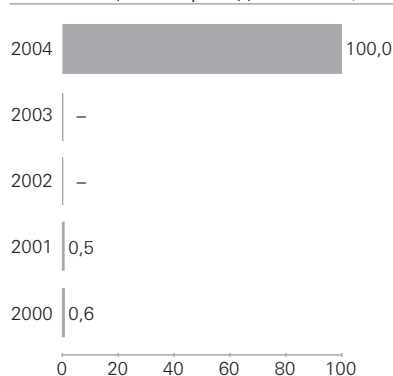
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	37,7	34,9	-	-	35,7
Дизельное топливо	42,6	42,6	-	-	35,1
Реактивное топливо	0,0	0,0	-	-	0,0
Судовое топливо	0,0	0,0	-	-	0,0
Печное топливо	0,0	0,0	-	-	0,0
Вакуумный газойль	0,0	0,0	-	-	0,0
Бензин технологический	0,0	0,0	-	-	0,0
Мазут	2,7	5,7	-	-	4,8
Битум	0,0	0,0	-	-	0,0
Масла	0,0	1,1	-	-	14,8
Кокс	7,6	8,2	-	-	5,8
Прочие	9,4	7,5	-	-	3,8

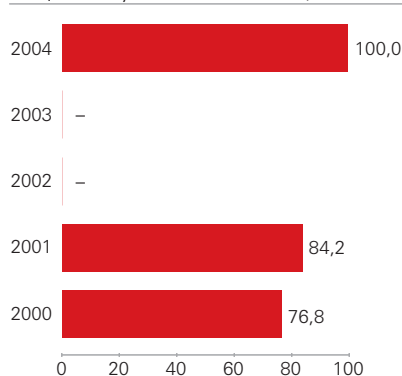
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	86,7	91,4	-	-	90,4
Выход светлых нефтепродуктов, %	68,5	69,4	-	-	63,4
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	76,8	84,2	-	-	100,0
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	0,6	0,5	-	-	100,0

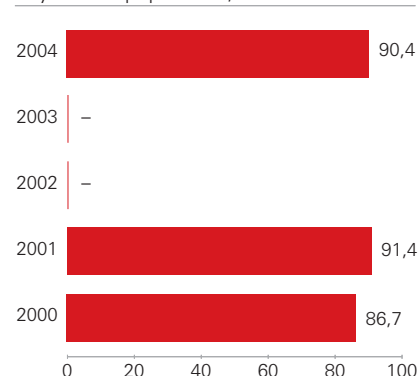
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



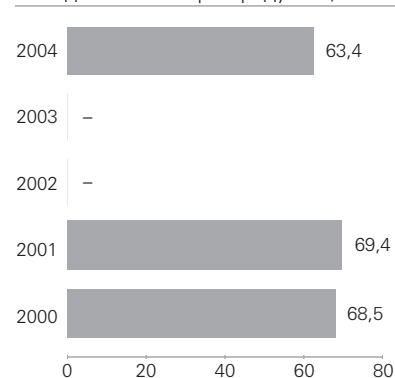
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %



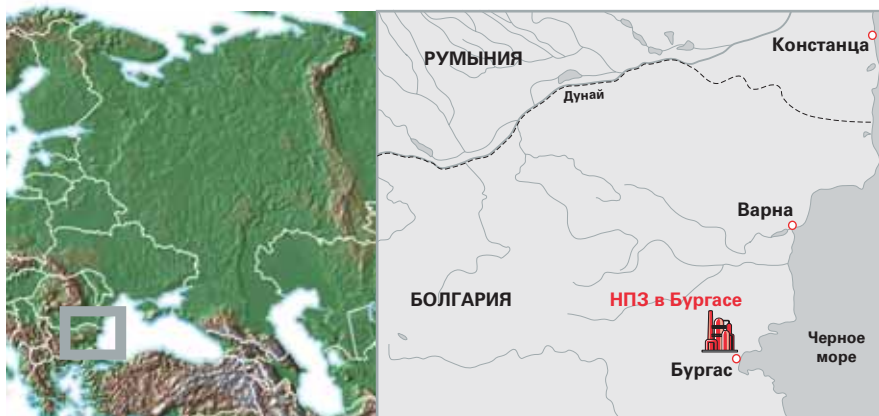
Структура транспортных отгрузок с НПЗ в Плоешти (2004)



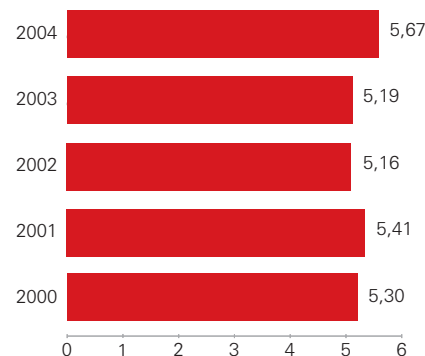
НПЗ В БУРГАСЕ

АО «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас», Болгария

- Нефтеперерабатывающий завод топливно-нефтехимического профиля
- Расположен на побережье Черного моря в 15 км от г. Бургас
- Перерабатывает нефть сорта Юралс (российскую экспортную смесь) и мазут с Одесского НПЗ
- Нефть на завод поступает по трубопроводу из порта **Росенец**
- Готовая продукция отгружается железнодорожным, морским и автомобильным транспортом, а также по нефтепродуктопроводам **Бургас – София** и **Бургас – Варна**
- Мощность – **10,7 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **8,0**
- Основные конверсионные процессы – установка каталитического крекинга (**1,8 млн т/год**)



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продукции

- С 2003 года завод полностью перешел на выпуск высокооктановых неэтилированных бензинов и увеличил производство дизельного топлива с содержанием серы не более **0,035%**
- В 2004 году начато производство автобензинов и дизельного топлива с содержанием серы не более 50 ppm (**Евро-4**)

Текущая модернизация

- Завершение строительства установки по производству газовой серы мощностью **30 тыс. т/год**
- Строительство двух резервуаров объемом 50 тыс. м³

История завода

Завод введен в эксплуатацию в **1964** году.

В 1999 году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В **2001** году на заводе начат выпуск высококачественных бензинов облегченного фракционного состава, поставляемых в страны Западной Европы и США.

В **2002** году освоен выпуск пяти видов новой продукции европейского качества, в том числе соответствующих требованиям **EN228** и **EN590**.

В **2003** году проведены работы по реконструкции установки каталитического риформинга и реакторно-генераторного блока установки каталитического крекинга.

В **2004** году:

- проведена реконструкция установки

каталитического риформинга, что позволило увеличить ее мощность с 400 тыс. т/год до 600 тыс. т/год

- проведена реконструкция и замена катализатора на установке гидроочистки дизельного топлива, что позволило наладить выпуск дизельного топлива, соответствующего стандарту **Евро-3**
- завершена реконструкция установки каталитического крекинга, что позволило увеличить мощность установки с 1,5 до 2,0 млн т/год и увеличить выход автобензинов, дизельного топлива и пропан-пропиленовой фракции
- на установке каталитического крекинга секция гидроочистки сырья переведена на режим легкого гидрокрекинга, что позволило увеличить объем выпуска дизельного топлива

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на НПЗ в Бургасе

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефтяного сырья, млн т	5,30	5,41	5,16	5,19	5,67
В том числе мазут с Одесского НПЗ, млн т	0,00	0,35	0,40	0,23	0,41
Выпуск продукции нефтехимии, тыс. т	385,3	375,4	334,8	371,5	351,6
Выпуск товарных нефтепродуктов, млн т	4,17	4,43	4,12	4,04	4,72

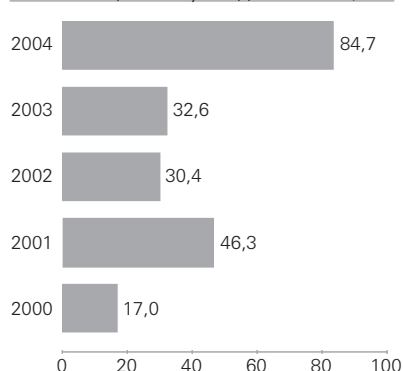
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	24,4	26,0	25,0	27,1	30,6
Дизельное топливо	41,7	39,9	41,1	43,0	38,3
Реактивное топливо	2,8	3,5	3,0	3,5	3,0
Судовое топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Печное топливо	4,6	4,5	3,8	3,1	1,7
Вакуумный газойль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Бензин технологический	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	19,8	18,7	21,5	17,5	20,4
Битум	3,4	3,7	2,2	2,8	2,8
Масла	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кокс	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	3,3	3,7	3,4	3,0	3,2

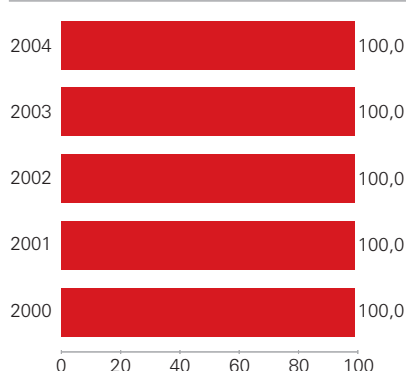
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	70,5	71,7	72,8	75,2	75,5
Выход светлых нефтепродуктов, %	57,9	60,4	58,2	60,2	61,5
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	17,0	46,3	30,4	32,6	84,7

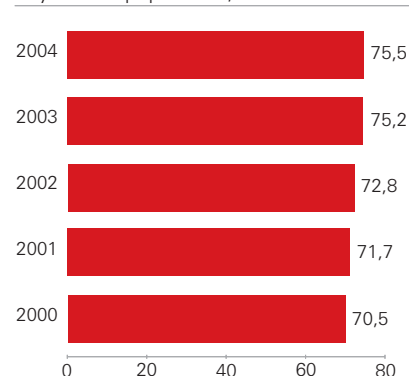
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



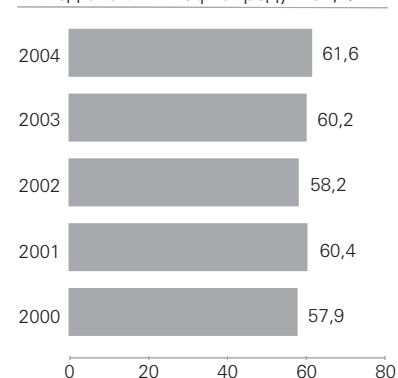
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



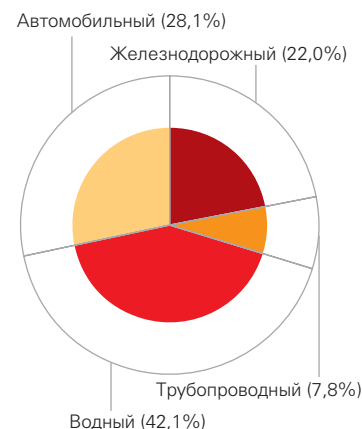
Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %



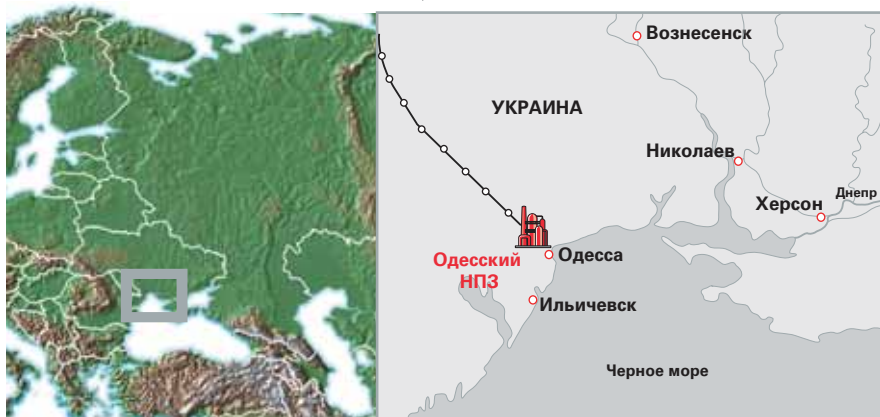
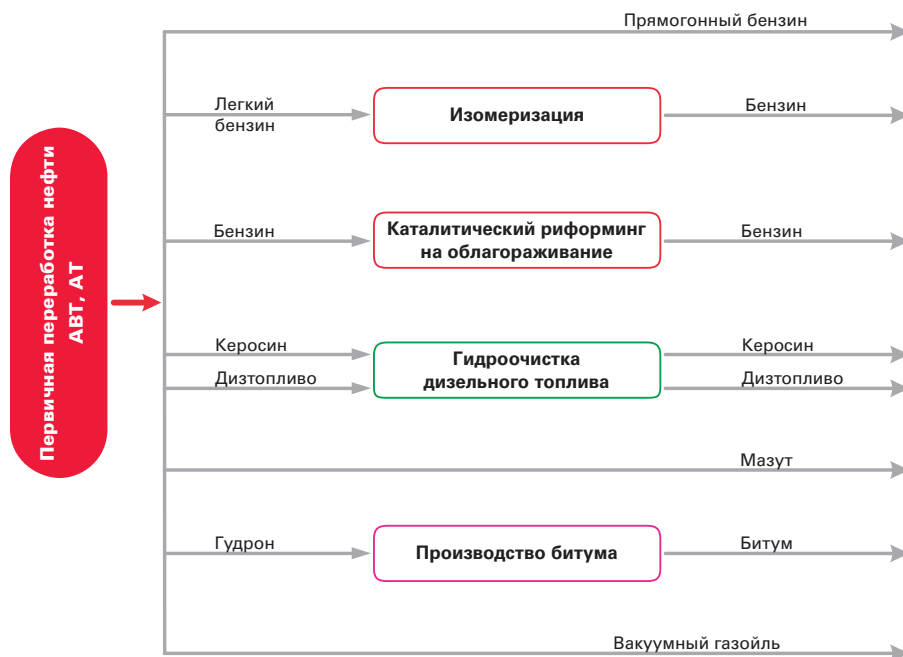
Структура транспортных отгрузок с НПЗ в Бургасе (2004)



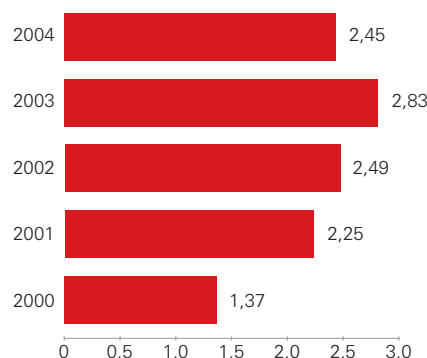
ОДЕССКИЙ НПЗ

ОАО «ЛУКОЙЛ-Одесский НПЗ», Украина

- Нефтеперерабатывающий завод топливного профиля
- Расположен вблизи г. Одесса
- Перерабатывает нефть сорта Юралс (российскую экспортную смесь)
- Нефть на завод поступает по нефтепроводу **из России**
- Готовая продукция отгружается железнодорожным и автомобильным транспортом, а также по нефтепродуктопроводу в Одесский порт для отгрузок на экспорт
- Мощность – **3,6 млн т/год**
- Индекс сложности Нельсона – **3,4**
- Не располагает конверсионными процессами. Облагораживающие процессы – риформинг, гидроочистка дизельного топлива, изомеризация



Первичная переработка нефти, млн т



Качество продуктов

- С **2004** года доля высокооктановых бензинов составляет более **80%** в общем объеме производства автобензинов

Текущая модернизация

- С середины 2005 года завод остановлен на комплексную модернизацию
- В результате модернизации будет:
 - увеличена глубина переработки нефти
 - увеличен выход светлых нефтепродуктов
 - увеличен объем производства высокооктановых бензинов
 - увеличен объем производства дизельного топлива стандарта **Евро-3**

История завода

Завод введен в эксплуатацию в **1937** году.

В 2000 году завод вошел в состав группы «ЛУКОЙЛ».

В **2001** году освоено производство вакуумного газойля и нефтяного битума.

В **2004** году:

- пущена в эксплуатацию установка изомеризации мощностью 120 тыс. т/год. В результате было увеличено производство высокооктановых бензинов
- проведена реконструкция установки

каталитического риформинга и эстакады налива светлых нефтепродуктов на автотранспорт (увеличена мощность на 200 тыс. т/год)

- проводилась реконструкция установки ЭЛОУ-АВТ

В середине 2005 года завод остановлен на трехлетнюю реконструкцию и модернизацию.

Первичная переработка нефти и выпуск нефтепродуктов на Одесском НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Первичная переработка нефти, млн т	1,37	2,25	2,49	2,83	2,45
Выпуск товарной продукции, млн т	1,29	2,13	2,40	2,70	2,34

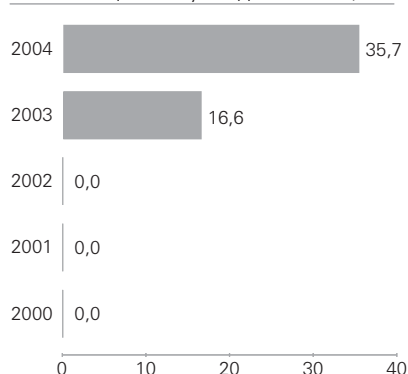
Структура выпуска нефтепродуктов, %

Бензин автомобильный	16,4	14,1	11,1	11,1	12,0
Дизельное топливо	28,8	29,0	29,6	28,4	28,1
Реактивное топливо	1,8	1,7	1,5	2,5	3,2
Судовое топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Печное топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вакуумный газойль	0,0	2,2	2,5	1,9	4,8
Бензин технологический	0,0	0,0	2,8	2,6	1,7
Мазут	51,0	49,3	48,8	49,6	44,3
Битум	1,1	1,8	3,0	3,2	5,1
Масла	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кокс	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	0,9	1,9	0,7	0,7	0,8

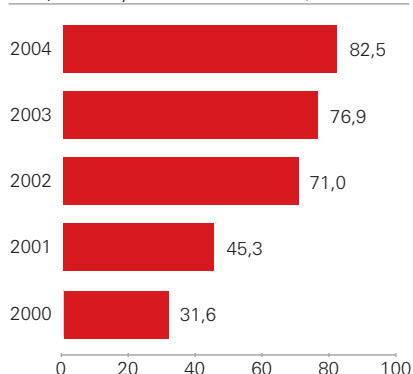
Основные показатели работы НПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Глубина переработки, %	48,8	50,9	51,1	51,6	56,0
Выход светлых нефтепродуктов, %	41,3	42,9	43,3	42,6	43,0
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %	31,6	45,3	71,0	76,9	82,5
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %	0,0	0,0	0,0	16,6	35,7

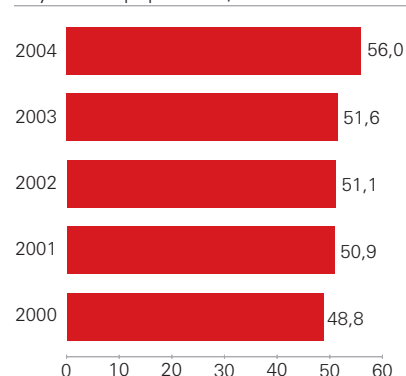
Доля экологически чистого дизтоплива в общем выпуске дизтоплива, %



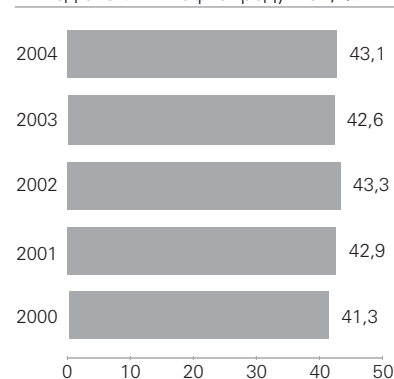
Доля высокооктановых бензинов в общем выпуске автобензинов, %



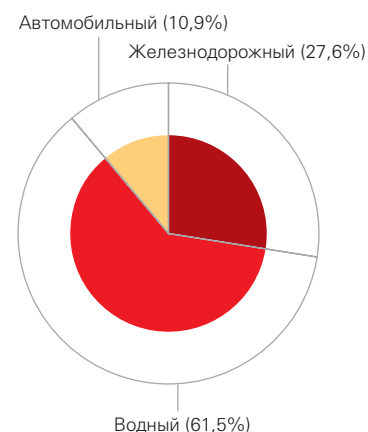
Глубина переработки, %



Выход светлых нефтепродуктов, %

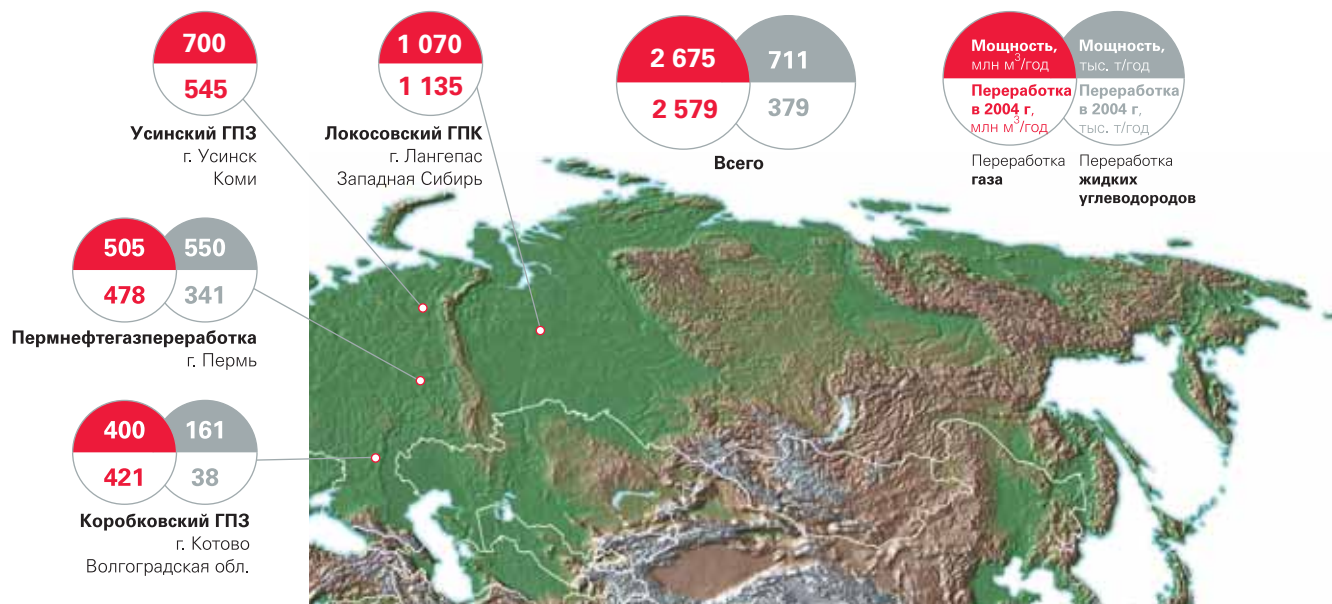


Структура транспортных отправок с Одесского НПЗ (2004)



ГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Газоперерабатывающие заводы группы «ЛУКОЙЛ»



Коробковский ГПЗ

Планы по модернизации

- пуск компрессорной станции мощностью 450 млн м³/год
- строительство блока осушки газа с внедрением твердых поглотителей
- модернизация воздушной компрессорной установки и пропановой холодильной установки
- реконструкция газофракционирующей установки

Характеристика и история

- Завод перерабатывает попутный газ с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть» и ШФЛУ
- Мощность – 400 млн м³/год по переработке газового сырья, 161 тыс. т/год по переработке ШФЛУ
- Продукция – отбензиненный газ, стабильный газовый бензин и сжиженные углеводородные газы
- Потребители – нефтехимические предприятия и зарубежные сбытовые общества группы «ЛУКОЙЛ», а также местные потребители
- Введен в эксплуатацию в 1966 году. **В состав группы «ЛУКОЙЛ» вошел в 1996 году.** В 2001–2003 годах реконструировано внешнее электроснабжение, пущена паровая котельная

Переработка сырья и производство товарной продукции на Коробковском ГПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка газа, млн м³	400	402	390	395	421
Переработка ШФЛУ, тыс. т	39	35	33	38	38
<i>Товарная продукция</i>					
Газы углеводородные сжиженные, тыс. т	69	75	73	73	72
Стабильный газовый бензин, тыс. т	52	48	44	46	44
Отбензиненный газ, млн м³	313	310	299	293	337

Пермский ГПЗ

Планы по модернизации

- пуск в эксплуатацию установки по производству гидросульфида технического натрия
- увеличение мощности по переработке газового сырья до 600 млн м³/год, а по переработке ШФЛУ – до 950 тыс. т/год

Характеристика и история

- Завод перерабатывает попутный газ с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», жирный газ с Пермского НПЗ и ШФЛУ с Локосовского ГПЗ и других заводов
- Мощность – 505 млн м³/год по переработке газового сырья, 550 тыс. т/год по переработке ШФЛУ

- Продукция – отбензиненный газ, стабильный газовый бензин и сжиженные углеводородные газы
- Потребители – Пермский НПЗ, ООО «Ставролен», зарубежные сбытовые общества группы «ЛУКОЙЛ» и местные потребители
- Введен в эксплуатацию в 1969 году. **В состав группы «ЛУКОЙЛ» вошел в 1998 году.** В 2000 году пущена в эксплуатацию установка сероочистки. В 2003 году реконструирована газофракционирующая установка для увеличения мощности по переработке ШФЛУ

Переработка сырья и производство товарной продукции на Пермском ГПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка газа, млн м ³	391	407	412	438	478
Переработка ШФЛУ, тыс. т	192	187	281	322	341
<i>Товарная продукция</i>					
Газы углеводородные сжиженные, тыс. т	259	250	327	376	410
Стабильный газовый бензин, тыс. т	45	51	83	88	80
Отбензиненный газ, млн м ³	315	321	290	329	370

Локосовский ГПЗ

Характеристика и история

- Перерабатывает попутный газ с месторождений Западной Сибири
- Продукция – отбензиненный газ и ШФЛУ
- Потребители – Пермский ГПЗ и местные потребители
- Мощность – 1 070 млн м³/год
- Введен в эксплуатацию в 1983 году. **В состав группы «ЛУКОЙЛ» вошел в 2002 году**

Планы по модернизации

- завершение строительства товарного парка с наливной эстакадой по отгрузке ШФЛУ
- завершение строительства дожимной компрессорной станции мощностью 1,5 млрд м³/год

Переработка сырья и производство товарной продукции на Локосовском ГПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка сырья, млн м ³	–	–	896	1 017	1 135
<i>Товарная продукция</i>					
ШФЛУ, тыс. т	–	–	293	323	350
Отбензиненный газ, млн м ³	–	–	704	816	896

Усинский ГПЗ

Характеристика и история

- Перерабатывает попутный газ с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
- Продукция – отбензиненный и подготовленный газ
- Потребители – добывающие предприятия Группы и местные потребители
- Мощность – 700 млн м³/год
- Введен в эксплуатацию в 1980 году. **В состав группы «ЛУКОЙЛ» вошел в 2000 году.** В 2004 году пущены в эксплуатацию блок подготовки и переработки газа и газонаполнительная станция. С вводом этих объектов началась выработка следующих продуктов газопереработки: смесь пропан-бутана техническая, бутан технический, пропан-бутан автомобильный и стабильный газовый бензин

Планы по модернизации

- строительство новой компрессорной станции мощностью 300 млн м³/год
- строительство установки сероочистки мощностью 100 млн м³/год

Переработка сырья и производство товарной продукции на Усинском ГПЗ

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка сырья, млн м ³	414	513	464	419	545
<i>Товарная продукция</i>					
Отбензиненный и подготовленный газ, млн м ³	395	495	446	402	526

НЕФТЕХИМИЯ

Нефтехимические заводы группы «ЛУКОЙЛ»

ООО «Карпатнефтехим»	
г. Калуш, Украина	
Сырье:	Продукция:
прямогонный бензин	винилхлорид
дизельное топливо	полиэтилен
н-бутан	этилен
ШФЛУ	пропилен
	бензол

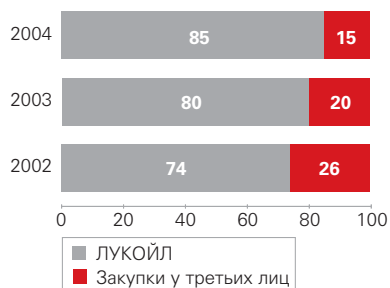
ООО «Саратоворгсинтез»	
г. Саратов, Россия	
Сырье:	Продукция:
пропилен	нитрил акриловой кислоты
аммиак	фенол
серная кислота	метилметакрилат
бензол	сульфат аммония
олеум	синтетические волокна
метанол	

АО «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас»	
(НПЗ с нефтехимическим производством) г. Бургас, Болгария	
Сырье:	Продукция:
прямогонный бензин	полиэтилен
пропан-бутановая фракция	полипропилен
риформат	ароматические углеводороды
пропилен	окись этилена
	этиленгликоли
	этанолламины
	латексы
	синтетические волокна

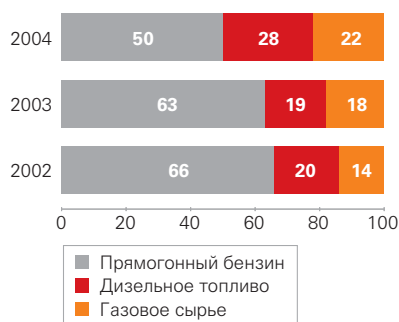
ООО «Ставролен»	
г. Буденновск, Россия	
Сырье:	Продукция:
прямогонный бензин	полиэтилен
пропан-бутановая фракция	пропилен
ШФЛУ	бензол
	винилацетат



Обеспечение нефтехимических предприятий сырьем, %



Структура переработанного пиролизного сырья, %



В настоящее время Компания занимает ведущее место в нефтехимической отрасли России, стран СНГ и всей Восточной Европы и является:

- **крупнейшим** в Восточной Европе производителем олефинов (суммарные мощности – более 1 млн т/год)
- **крупнейшим** в Восточной Европе производителем полиэтилена (суммарные мощности – 480 тыс. т/год)
- **крупнейшим** в Восточной Европе и **единственным** в России производителем нитрила акриловой кислоты (НАК) – сырья для производства синтетических волокон (по мощности – **4-е** место в Европе)
- владельцем **крупнейшего** в Европе завода по производству винилхлорида-мономера (мощность – 370 тыс. т/год)
- **единственным** в России производителем полиакрилнитрилового волокна
- **крупнейшим** в России производителем метилметакрилата

Компания работает над замещением дистиллятных фракций, направляемых на пиролиз, более дешевым газовым сырьем. В 2004 году доля газового сырья составила 22% (против 18% в 2003 году). Обеспечение предприятий сырьем в 2004 году на 85% покрывалось за счет ресурсов Компании (на 74% в 2002 году).

Переработка сырья и производство продукции на нефтехимических предприятиях группы «ЛУКОЙЛ», тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка сырья*	1 141,3	1 605,2	2 138,0	2 262,4	2 442,0
Товарная продукция, всего	1 249,5	1 570,3	1 967,0	2 135,3	2 241,7
<i>Полимеры и мономеры</i>	458,6	579,2	713,0	795,6	856,5
Полиэтилен	323,0	367,0	430,9	427,8	442,7
Полипропилен	53,4	61,6	56,3	64,3	64,8
Синтетическое волокно	19,1	23,3	23,1	32,5	31,9
Винилацетат	0,0	0,0	30,7	42,5	40,9
Винилхлорид	9,5	70,7	120,7	173,2	236,0
Стирол	13,0	13,2	12,8	13,8	7,9
Полистирол	9,5	9,8	8,3	9,3	0,5
Латексы	12,7	13,3	12,8	12,2	12,0
Каучуки	18,4	20,3	17,4	20,0	19,8
<i>Продукция органического синтеза</i>	366,6	477,8	513,8	547,9	556,6
Бензол	49,1	128,4	157,8	168,8	179,1
Толуол	26,6	28,6	26,0	25,3	20,1
Ксилол	16,8	17,8	14,6	14,9	11,8
Фенол, ацетон	43,1	39,6	31,1	36,8	41,3
Метилметакрилат	19,8	20,6	20,7	23,8	26,3
Нитрил акриловой кислоты	91,5	100,0	139,5	135,7	139,5
Сульфат аммония	48,9	56,5	50,3	60,7	63,3
Этиленгликоли	59,8	73,4	63,1	69,1	71,3
Этаноламины	11,0	12,9	10,7	12,8	3,9
<i>Продукция пиролиза и топливные фракции</i>	384,4	468,0	650,9	685,1	689,5
Пропилен	118,2	161,9	220,7	233,1	238,3
Этилен товарный	6,0	35,3	50,0	54,9	22,9
Жидкие фракции пиролиза	213,7	184,6	252,9	263,3	255,6
Смола нефтяная тяжелая	46,5	86,2	127,3	133,8	172,7
<i>Прочее</i>	39,9	45,3	89,3	106,7	139,1

*Без учета НПЗ в Бургасе.

НПЗ С НЕФТЕХИМИЧЕСКИМ ПРОИЗВОДСТВОМ В БУРГАСЕ

АО «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас», Болгария

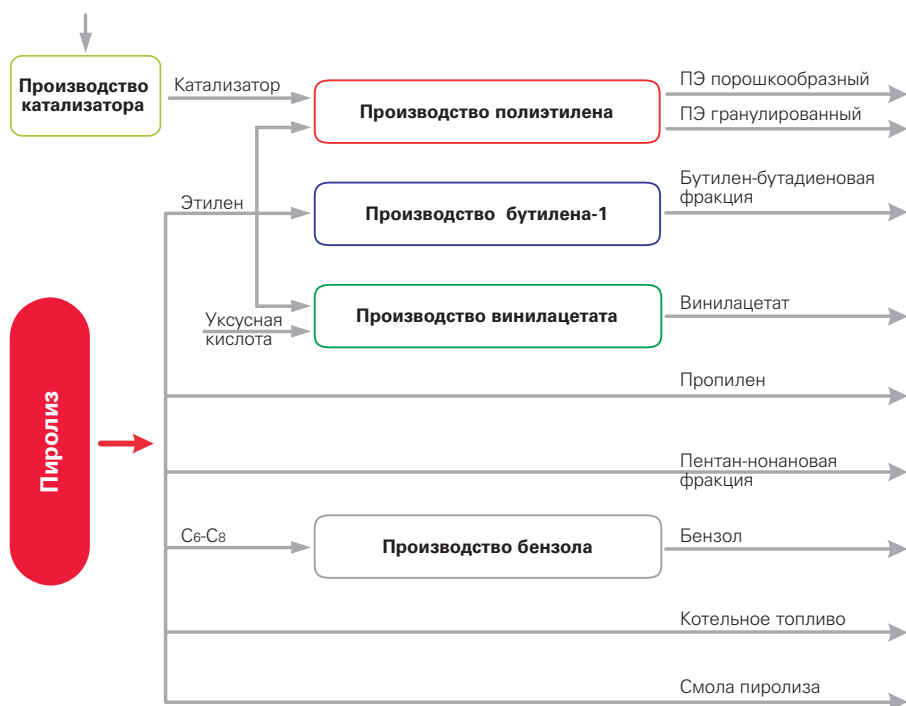
- Нефтехимический комплекс введен в эксплуатацию в **1968** году
- Входит в состав группы «ЛУКОЙЛ» с конца **1999** года
- Комплекс обеспечивается углеводородным сырьем (прямогонный бензин, риформат, пропан-бутановая фракция, пропилен) с нефтеперерабатывающего комплекса
- В состав нефтехимического комплекса входят производства этилена, ароматических углеводородов, окиси этилена и этиленгликолей, этаноламинов и фенола
- Завод также располагает шестью производствами полимеров: полиэтилена, полипропилена, стирола и полистирола, нитрила акриловой кислоты и полиакрилонитрила, каучука и латексов, пиролена



Производство нефтехимической продукции АО «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас», тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Товарная продукция, всего	385,3	375,4	334,8	371,5	351,6
Товарный этилен	4,4	2,9	2,5	2,3	3,3
Полиэтилен	70,2	68,9	64,4	71,6	70,3
Полипропилен	53,4	61,6	56,3	64,3	64,8
Нитрил акриловой кислоты	18,8	16,6	17,3	18,0	20,8
Синтетическое волокно	9,8	11,7	9,6	11,3	9,6
Стирол	13,0	13,2	12,8	13,8	7,9
Полистирол	9,5	9,8	8,3	9,3	0,5
Латексы	12,7	13,3	12,8	12,2	12,0
Каучуки	18,4	20,3	17,4	20,0	19,8
Этиленгликоли	59,8	73,4	63,1	69,1	71,3
Этаноламины	11,0	12,9	10,7	12,8	3,9
Бензол	28,9	9,7	6,2	10,8	20,0
Толуол	26,6	28,6	26,0	25,3	20,1
Ксилолы	16,8	17,8	14,6	14,9	11,8
Прочее	32,0	14,7	12,8	15,8	15,5

ООО «СТАВРОЛЕН»



ООО «Ставролен»

- Введен в эксплуатацию в 1981 году
- Входит в состав группы «ЛУКОЙЛ» с 1998 года
- Мощность пиролиза по этилену – 330 тыс. т/год
- Завод располагает одной из крупнейших в России пиролизной установкой, использующей различные виды углеводородного сырья: прямогонный бензин, пропан-бутановую фракцию и ШФЛУ
- На предприятии проведена модернизация, в результате которой доля газовой составляющей в перерабатываемом сырье увеличена до 20%. Изменение структуры сырья и конструкций печей обеспечило высокую эффективность производства и повысило выход базовых олефинов
- В настоящее время ведется строительство установки по производству полипропилена мощностью 120 тыс. т/год (к 2006 году) и реконструкция производств полиэтилена

Основные виды продукции ООО «Ставролен»

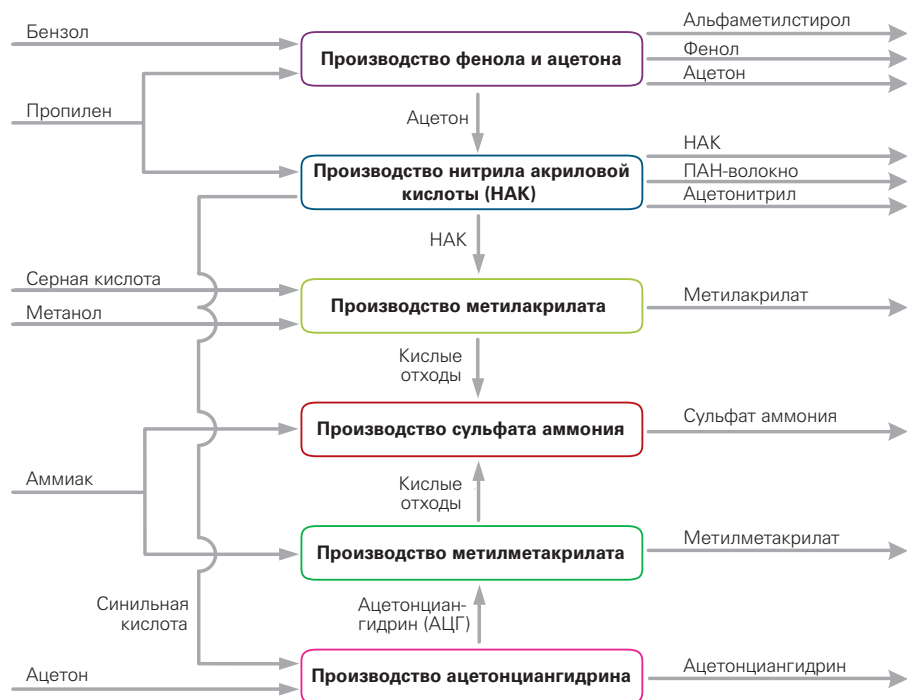
- **Полиэтилен низкого давления (ПЭНД)**
 Производится методом газофазной полимеризации по технологии UNIPOL. В настоящее время завод является крупнейшим в России производителем ПЭНД. Предприятие выпускает гранулированный, стабилизированный высокоэффективным антиоксидантом полиэтилен различного назначения
- **Пропилен**
 Сырье для производства полипропилена, окиси пропилена, изопропилового и бутилового спиртов, нитрила акриловой кислоты и др.
- **Бутилен-бутадиеновая фракция**
 Сырье для производства синтетического каучука
- **Бензол**
 Сырье для получения капролактама, фенола, нитробензола, изопропилбензола
- **Винилацетат**
 Сырье для производства вододисперсионных красок, красок для автомобильной промышленности, различных клеев, поливинилацетата, поливинилового спирта, поливинилацеталей, сополимеров с винилхлоридом, этиленом и др.
- **Фракции C₅-C₉ и C₆-C₈**
 Сырье для производства моторного топлива, растворителей и ароматических углеводородов

Переработка сырья и производство товарной продукции ООО «Ставролен», тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка сырья, всего	826,4	788,5	889,8	914,4	906,5
Товарная продукция, всего	634,5	581,0	671,2	686,6	692,4
Пропилен	115,2	109,8	128,7	129,0	128,9
Полиэтилен	252,6	245,8	267,8	263,9	274,3
Бензол	19,0	70,4	75,9	78,2	78,2
Винилацетат	0,0	0,0	30,7	42,5	40,9
Тяжелое жидкое топливо	38,3	35,5	32,7	33,9	36,5
Жидкие фракции пиролиза	209,4	119,5	135,4	139,1	133,6

ООО «САРАТОВОРГСИНТЕЗ»
ООО «Саратоворгсинтез»

- Введен в эксплуатацию в **1957** году
- Входит в состав группы «ЛУКОЙЛ» с **1999** года
- В состав предприятия входят три самостоятельных производства:
 - синильной кислоты и нитрила акриловой кислоты (мощность – **125 тыс. т**)
 - синтетического нитронового волокна (мощность – **25 тыс. т**)
 - продукции органического синтеза (мощность – **110 тыс. т**)
- Основное сырье – пропилен, поступающий с ООО «Ставролен»
- С 2000 года Компания проводит реконструкцию действующих производств на предприятии. Для утилизации отхода производства акрилонитрила (синильной кислоты) на заводе ведется строительство производства цианида натрия, пуск которого намечен на 2007 год


Основные виды продукции ООО «Саратоворгсинтез»
Нитрил акриловой кислоты

Один из важнейших мономеров для получения акрилового волокна, бутадиен-нитрильных каучуков, алкил- и полиамидов

Сульфат аммония

Азотное удобрение, широко используемое в сельском хозяйстве

Акриловые волокна

Сырье для трикотажной промышленности

Фенол

Применяется в производстве фенолформальдегидных смол, капролактама, дифенилолпропана,

масел и присадок к маслам, красителей, пестицидов, лекарственных веществ, термопластиков

Ацетон

Применяется в лакокрасочной, пищевой и фармацевтической отраслях промышленности, при производстве ацетилцеллюлозы и нитроцеллюлозы, киноплёнки, органического стекла и др.

Метилметакрилат

Применяется в производстве органического стекла, синтетических смол, латексов, эмульсий, беззольных присадок к маслам, модификаторов ударной прочности, лаков и красок

Переработка сырья и производство товарной продукции ООО «Саратоворгсинтез», тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка сырья, всего	278,8	305,2	373,2	401,6	415,2
Товарная продукция, всего	201,7	218,0	244,0	269,5	279,6
Фенол	35,6	33,3	28,4	33,3	37,5
Ацетон	7,5	6,3	2,7	3,5	3,8
Нитрил акриловой кислоты	72,7	83,4	122,2	117,7	118,7
Синтетическое волокно	9,3	11,6	13,5	21,2	22,3
Ацетонциангидрин	3,2	2,6	0,5	2,8	1,0
Метилметакрилат	19,8	20,6	20,7	23,8	26,3
Сульфат аммония	48,9	56,5	50,3	60,7	63,3
Прочее	4,7	3,7	5,7	6,5	6,7

ООО «КАРПАТНЕФТЕХИМ»



ООО «Карпатнефтехим» (ранее ЗАО «ЛУКОР»), Украина

- Введен в эксплуатацию в начале **1970-х** годов
- Совместное предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ» и концерна «Ориана» с **2000** года
- Мощность пиролиза по этилену – **250 тыс. т/год**
- Основное сырье – дизельное топливо, поставляемое с ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», а также поваренная соль
- В **2001–2003** годах осуществлена реконструкция и модернизация мощностей по производству олефинов и полиэтилена

Основные виды продукции ООО «Карпатнефтехим»

➤ **Винилхлорид**

Сырье для производства поливинилхлорида, широко используемого в строительстве, при производстве кабелей и искусственных кож, в сельском хозяйстве, производстве упаковочных материалов, товаров широкого потребления

➤ **Полиэтилен**

Производство базируется на газофазной технологии, разработанной американской фирмой «Union Carbide», ведущим мировым производителем полиолефинов

На установке по производству олефинов вырабатываются: этилен, пропилен, фракция C₄, фракция C₅-C₉, бензол, смола пиролиза

➤ **Каустическая сода**

Одна из самых сильных щелочей. Более 95% выпускаемой соды применяется в промышленном производстве: для выпуска искусственных волокон и нитей, аммиака, капролактама, продуктов основной химии и хлорпереработки. Также используется в электроэнергетике, целлюлозно-бумажной, пищевой промышленности и в медицине

Переработка сырья и производство товарной продукции ООО «Карпатнефтехим», тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Переработка сырья, всего	36,1	511,5	875,0	946,4	1 120,3
Товарная продукция, всего	28,0	395,9	717,0	807,7	918,1
Товарный этилен	1,6	32,4	47,5	52,6	19,6
Пропилен	3,0	52,1	92,0	104,1	109,4
Бензол	1,2	48,3	75,7	79,8	80,9
Полиэтилен	0,2	52,3	98,7	92,3	98,1
Винилхлорид	9,5	70,7	120,7	173,2	236,0
Жидкие фракции пиролиза	4,3	65,1	117,5	124,2	122,0
Смола пиролиза	8,2	50,7	94,6	99,9	136,2
Прочее	0,0	24,3	70,3	81,6	115,9

TRANСПОРТ



Светлый

Терминал в порту Светлый Калининградской области (в 20 км от Калининграда) был введен в эксплуатацию в 2000 году. Он был построен для перевалки нефти, добываемой ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», и нефтепродуктов. Первоначальная мощность терминала составляла 1,5 млн т/год нефти и нефтепродуктов. В 2003 году была проведена реконструкция терминала, в результате которой его мощность возросла до 4 млн т/год.

В 2004 году было проведено расширение и углубление канала от входных молов в порту Балтийск до терминала. В результате реализации проекта терминал может обслуживать танкеры дедвейтом до 20 тыс. т (ранее до 12 тыс. т), а его мощность увеличилась до 6 млн т/год нефти и нефтепродуктов.

В 2004 году через терминал перевалено 3,87 млн т нефти и нефтепродуктов, в том числе 0,9 млн т нефти.

Варандей

В 2000 году в четырех километрах от поселка Варандей на Баренцевом море начал действовать отгрузочный терминал мощностью 1,5 млн т/год нефти. Терминал соединен с береговыми нефтяными резервуарами подводным дюкером, по которому перекачивается нефть. Он может принимать танкеры усиленного ледового класса дедвейтом до 20 тыс. т. Терминал позволяет осуществлять круглогодичную

отгрузку нефти из Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции и поставлять ее на международный рынок, в частности в США. Строительство терминала обосновано ростом добычи нефти в регионе и отсутствием развитой транспортной инфраструктуры. В настоящее время выполняются работы по расширению мощности терминала до 12 млн т/год нефти. Расширение терминала должно завершиться к 2008 году.

После расширения терминал будет принимать танкеры усиленного ледового класса дедвейтом до 70 тыс. т. При этом предусмотрена челночная перевозка нефти от терминала до создаваемого в районе Мурманска рейдового перевалочного комплекса и далее линейными танкерами дедвейтом до 180 тыс. т до Роттердама и Восточного побережья США.

В 2004 году перевалка нефти через Варандейский терминал составила 0,61 млн т (0,38 млн т в 2003 году).

Высоцк

Терминал расположен на северо-западе России на Балтийском море. Строительство терминала было начато в июне 2002 года с целью расширения мощностей по экспорту нефти и нефтепродуктов и сокращения транспортных расходов. В июне 2004 года была введена в эксплуатацию первая очередь терминала мощностью 4,7 млн т/год нефти и нефтепродуктов. Нефть и нефтепродукты поставляются на терминал по железной дороге. По своему

техническому оснащению терминал входит в число самых современных портов мира. По состоянию на середину 2005 года терминал мог принимать танкеры дедвейтом до 50 тыс. т, а его мощность составляла 10,7 млн т/год. Ввод в эксплуатацию терминала Высоцк позволяет Компании экспортировать нефть и нефтепродукты в Западную Европу, США и Юго-Восточную Азию.

Полная проектная мощность терминала составляет 12 млн т/год нефти и нефтепродуктов (к 2006 году). После выхода терминала на проектную мощность он сможет принимать суда дедвейтом до 80 тыс. т.

В 2004 году через терминал было перевалено 0,78 млн т нефти и 0,78 млн т вакуумного газойля, что позволило исключить малоэффективные поставки

вакуумного газойля через порты Прибалтики.

Астраханский

В октябре 2003 года в поселке Ильинка (Астраханская область) введена в эксплуатацию первая очередь терминала для экспорта нефти. Нефть поступает на терминал по железной дороге с последующей перевалкой на танкеры класса «река-море».

В настоящее время мощность терминала составляет 2 млн т/год нефти. Терминал может принимать танкеры дедвейтом до 5 тыс. т. Терминал используется в том числе для поставок нефти в Иран по схеме замещения.

В 2004 году через терминал было перевалено 1,2 млн т нефти.

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК)



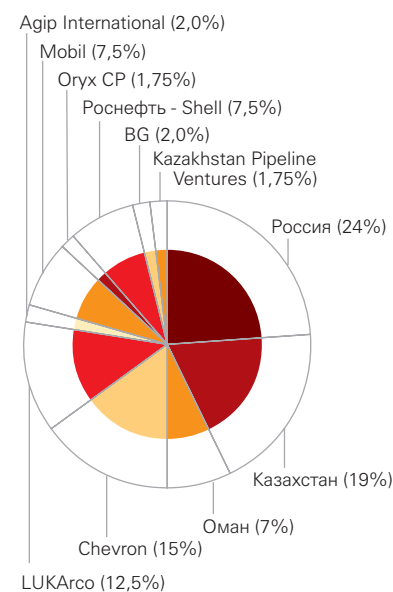
Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – нефтепровод протяженностью 1 510 км, соединяющий месторождение Тенгиз с морским терминалом Южная Озереевка, расположенным вблизи Новороссийска. Первое рамочное соглашение о строительстве КТК было подписано в середине 1992 года между Казахстаном, Оманом и Россией. Первая очередь нефтепровода мощностью 28,2 млн т/год была введена в эксплуатацию в конце 2001 года. В октябре 2004 года было принято решение о расширении мощности КТК до 67 млн т/год к 2008 году. Первый танкер с нефтью, поставленной через КТК, был отгружен в октябре 2001 года.

В октябре 2003 года по системе КТК начата перекачка нефти группы «ЛУКОЙЛ» с месторождения Кумколь (нефть транспортируется до города Джусалы по трубопроводу, далее по железной дороге до КТК).

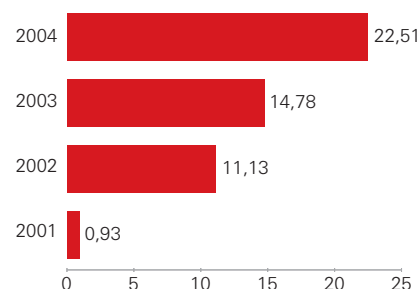
В мае 2004 года по системе КТК начата перекачка стабильного газового конденсата группы «ЛУКОЙЛ» с месторождения Карачаганак.

В ноябре 2004 года по системе КТК начата перекачка поволжской и западно-сибирской нефти группы «ЛУКОЙЛ».

Акционеры Каспийского трубопроводного консорциума (31.12.2004)



Транспортировка через КТК, млн т



СБЫТ НЕФТИ

Экспорт нефти из России группой «ЛУКОЙЛ» в 2004 году по направлениям

Продажи нефти

	2000	2001	2002	2003	2004
млн долл.					
Экспорт и продажи на международных рынках	4 380	3 951	4 336	6 844	10 940
в том числе экспорт и продажи в странах СНГ	н/д	н/д	165	433	602
Продажи на внутреннем рынке	1 471	992	469	374	181
Итого	5 851	4 943	4 805	7 218	11 121
тыс. тонн					
Экспорт и продажи на международных рынках	23 699	25 515	26 951	37 751	46 030
в том числе экспорт и продажи в странах СНГ	н/д	н/д	1 872	4 069	4 076
Продажи на внутреннем рынке	12 347	12 494	7 724	5 979	1 637
Итого	36 046	38 009	34 675	43 730	47 667
Экспорт нефти через «Транснефть»	–	–	30 751	32 763	38 909
Экспорт нефти, минуя «Транснефть»	–	–	3 476	5 367	7 389
Всего экспорт нефти из России	30 554	32 768	34 227	38 130	46 298

Средние цены реализации нефти, долл./т

	2000	2001	2002	2003	2004
Экспорт и продажи на международных рынках	184,8	154,9	160,9	181,3	237,7
в том числе экспорт и продажи в странах СНГ	н/д	н/д	88,1	106,4	147,7
Продажи на внутреннем рынке	119,1	79,4	60,7	62,6	110,6
Итого	162,3	130,0	138,6	165,1	233,3

Закупки нефти, тыс. т

	2000	2001	2002	2003	2004
Закупки нефти в России	н/д	–	5 056	4 698	2 839
Закупки нефти за рубежом	н/д	–	3 230	8 087	8 826
Итого	н/д	7 128	8 286	12 785	11 665

 **СБЫТ НЕФТЕПРОДУКТОВ**
Продажи нефтепродуктов

	2000	2001	2002	2003	2004
млн долл.					
Экспорт и продажи на международных рынках	4 076	4 690	6 225	9 480	15 317
Оптовая реализация	–	–	–	7 214	11 403
Розничная реализация	–	–	–	2 266	3 914
Продажи на внутреннем рынке	2 287	2 595	2 883	3 450	4 665
Оптовая реализация	–	–	–	2 608	3 429
Розничная реализация	–	–	–	842	1 236
Итого	6 363	7 285	9 108	12 930	19 982

	тыс. тонн				
Экспорт и продажи на международных рынках	18 544	20 725	26 284	33 995	41 426
Оптовая реализация	–	–	–	30 193	35 946
Розничная реализация	–	–	–	3 802	5 480
Продажи на внутреннем рынке	16 921	18 281	19 727	20 473	19 724
Оптовая реализация	–	–	–	17 967	16 981
Розничная реализация	–	–	–	2 506	2 743
Итого	35 465	39 006	46 011	54 468	61 150

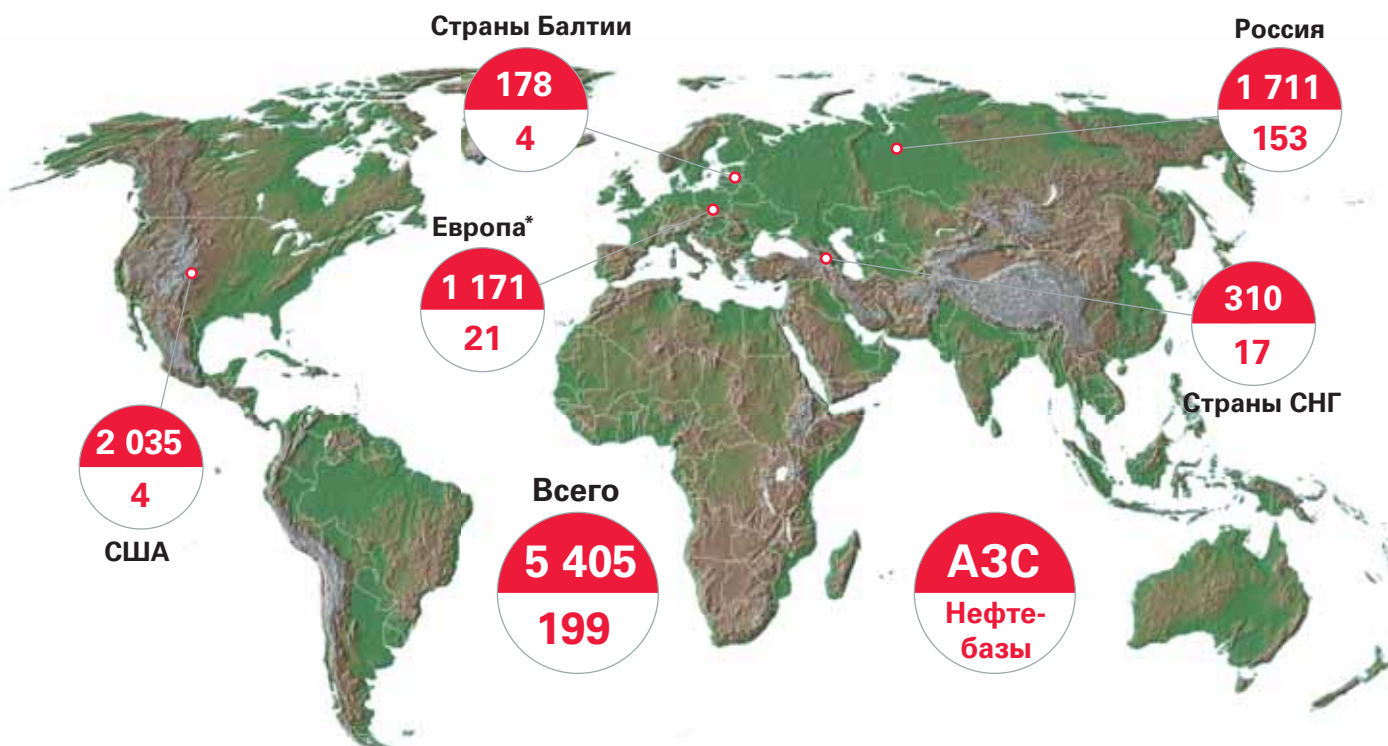
Экспорт нефтепродуктов из России, млн т

	7,8	10,8	14,2	13,5	14,1
--	------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Средние цены реализации нефтепродуктов, долл./т

	2000	2001	2002	2003	2004
Экспорт и продажи на международных рынках	219,8	226,3	236,8	278,9	369,7
Оптовая реализация	–	–	–	238,9	317,2
Розничная реализация	–	–	–	596,0	714,2
Продажи на внутреннем рынке	135,2	142,0	146,1	168,5	236,5
Оптовая реализация	–	–	–	145,2	201,9
Розничная реализация	–	–	–	335,9	450,6
Итого	179,4	186,8	198,0	237,4	326,8

Сеть АЗС и нефтебаз группы «ЛУКОЙЛ» (31.12.2004)



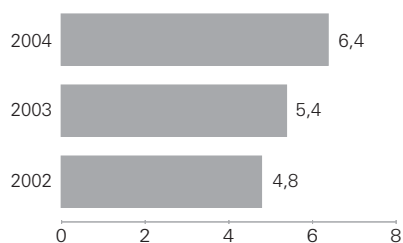
* Включая Петрол (Болгария).

Сеть АЗС Компании* (на конец года), шт.

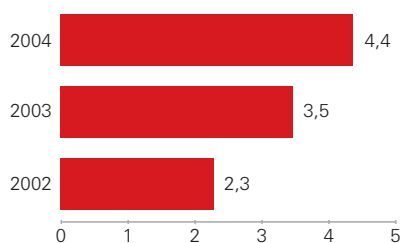
	2000	2001	2002	2003	2004
Всего	2 647	3 745	4 076	4 599	5 405
Россия	1 217	1 585	1 691	1 732	1 711
собственные и арендованные	924	1 384	1 428	1 456	1 449
франчайзинг	293	201	263	276	262
Европа	34	553	679	1 063	1 171
Балтия	73	146	154	175	178
СНГ	63	184	266	304	310
США	1260	1277	1 286	1 325	2 035

* Собственные, арендованные и франчайзинг.

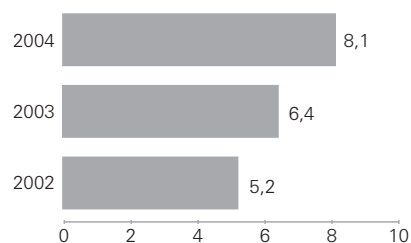
Среднесуточная реализация нефтепродуктов через 1 АЗС в РФ, т/сут



Среднесуточная реализация нефтепродуктов через 1 АЗС в Европе и СНГ, т/сут



Среднесуточная реализация нефтепродуктов через 1 АЗС в США, т/сут



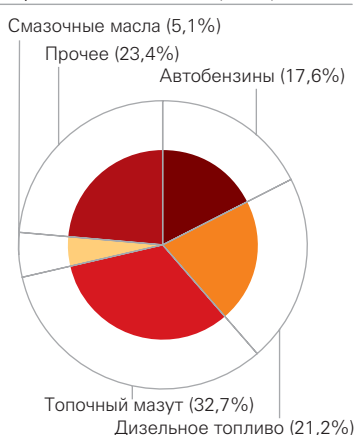
Доля группы «ЛУКОЙЛ» на рынке нефтепродуктов по федеральным округам России, %

	Доля на оптовом рынке			Доля на розничном рынке		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
Центральный	3,6	5,2	5,4	1,3	3,0	4,8
Северо-Западный	17,5	17,4	21,3	9,6	12,2	14,5
Уральский	28,4	27,2	23,6	15,0	20,0	29,0
Южный	16,3	17,8	16,5	11,5	12,9	13,1
Приволжский	12,8	13,4	11,0	11,5	14,6	15,0

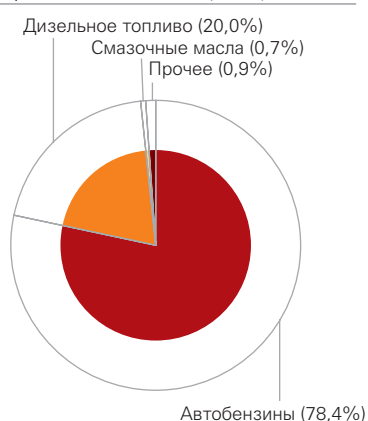
Структура экспорта нефтепродуктов по видам транспорта, %

	2000	2001	2002	2003	2004
Железнодорожный транспорт	75,2	68,4	70,5	62,5	64,6
Речной транспорт	20,0	20,2	17,5	18,4	22,3
Трубопроводный транспорт	4,8	11,4	12,0	19,1	13,1

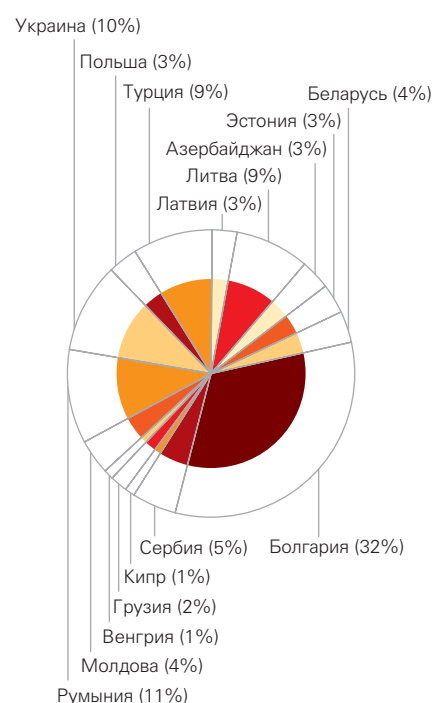
Структура оптовой реализации нефтепродуктов сбытовыми обществами Компании (2004)



Структура розничной реализации нефтепродуктов сбытовыми обществами Компании (2004)



Структура реализации нефтепродуктов зарубежными региональными сбытовыми организациями Компании в Европе и СНГ (опт и розница, 2004)

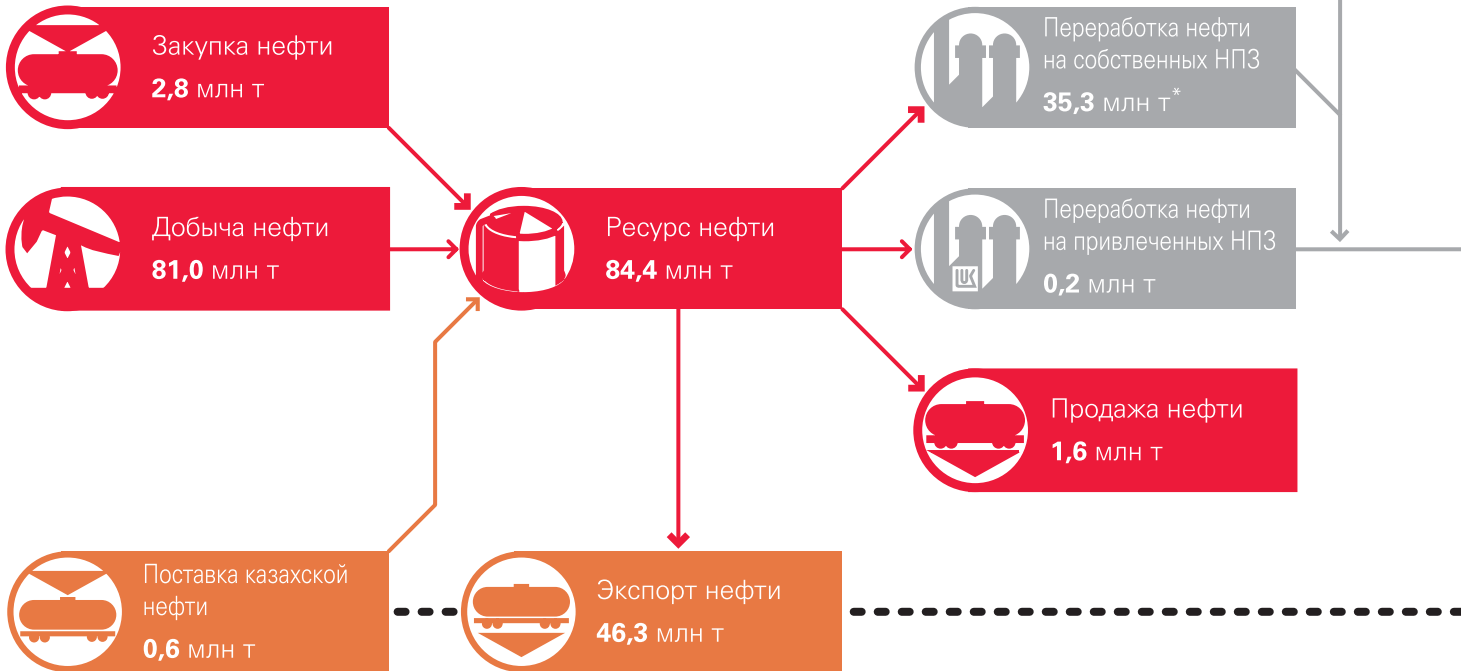
**СБЫТ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ****Сбыт нефтехимической продукции**

	2000	2001	2002	2003	2004
млн долл.					
Экспорт и продажи на международных рынках	97	334	392	671	1 021
Продажи на внутреннем рынке	224	159	134	251	332
Итого	321	493	526	922	1 353
тыс. тонн					
Реализация в России и странах СНГ*	531	639	640	776	706
Экспорт в дальнее зарубежье*	333	556	992	988	1 184
Итого*	864	1 195	1 632	1 764	1 890

* Без учета поставок с АО «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас».

ТОВАРНЫЙ БАЛАНС ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ» (2004)

РОССИЯ



ЗАРУБЕЖЬЕ

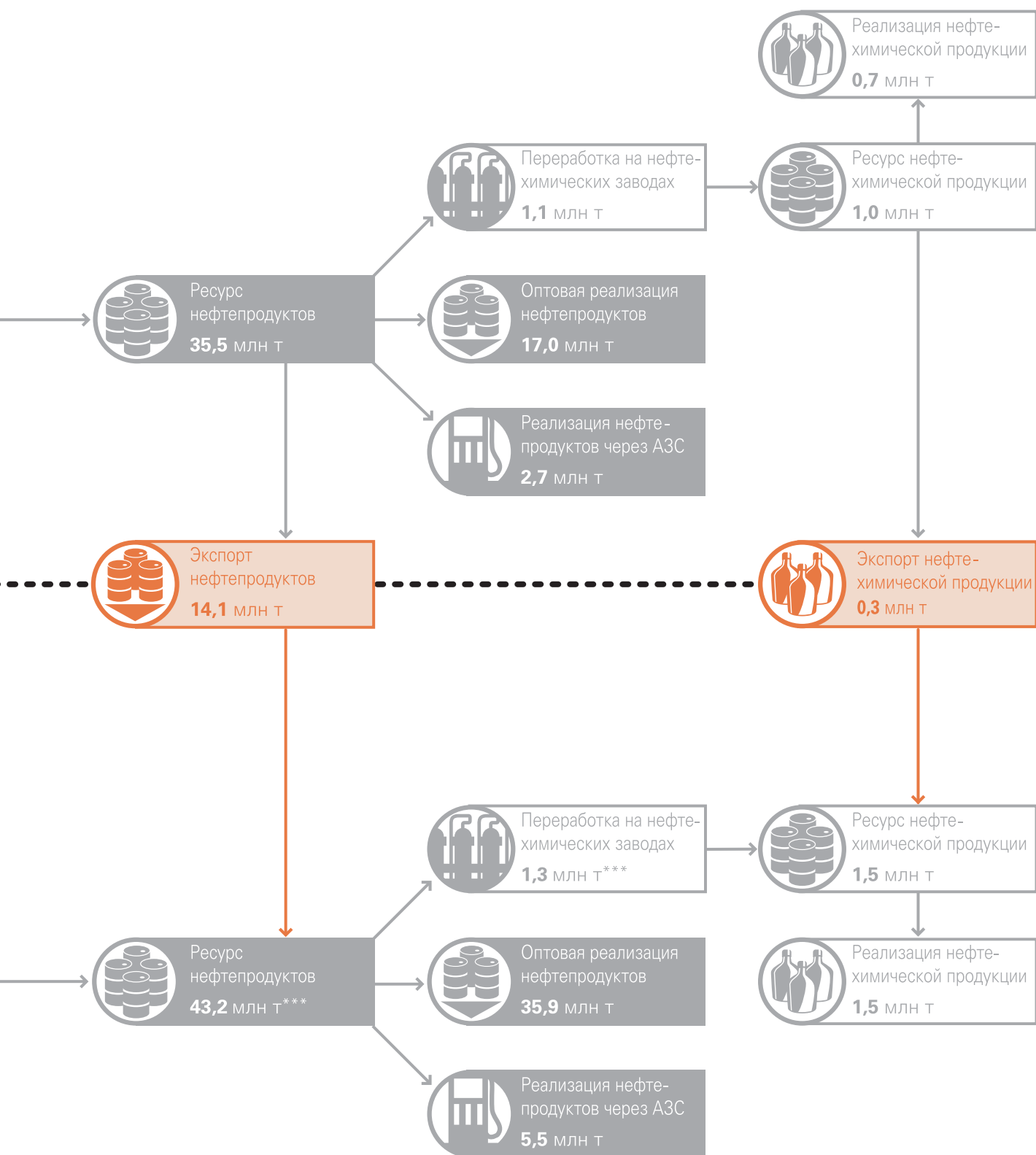


В статье «Ресурс нефти» приведен ресурс до собственного потребления и потерь при транспортировке. Остальные статьи товарного баланса приведены с учетом потерь, возникающих при переработке, транспортировке и хранении, а также с учетом изменения запасов готовой продукции.

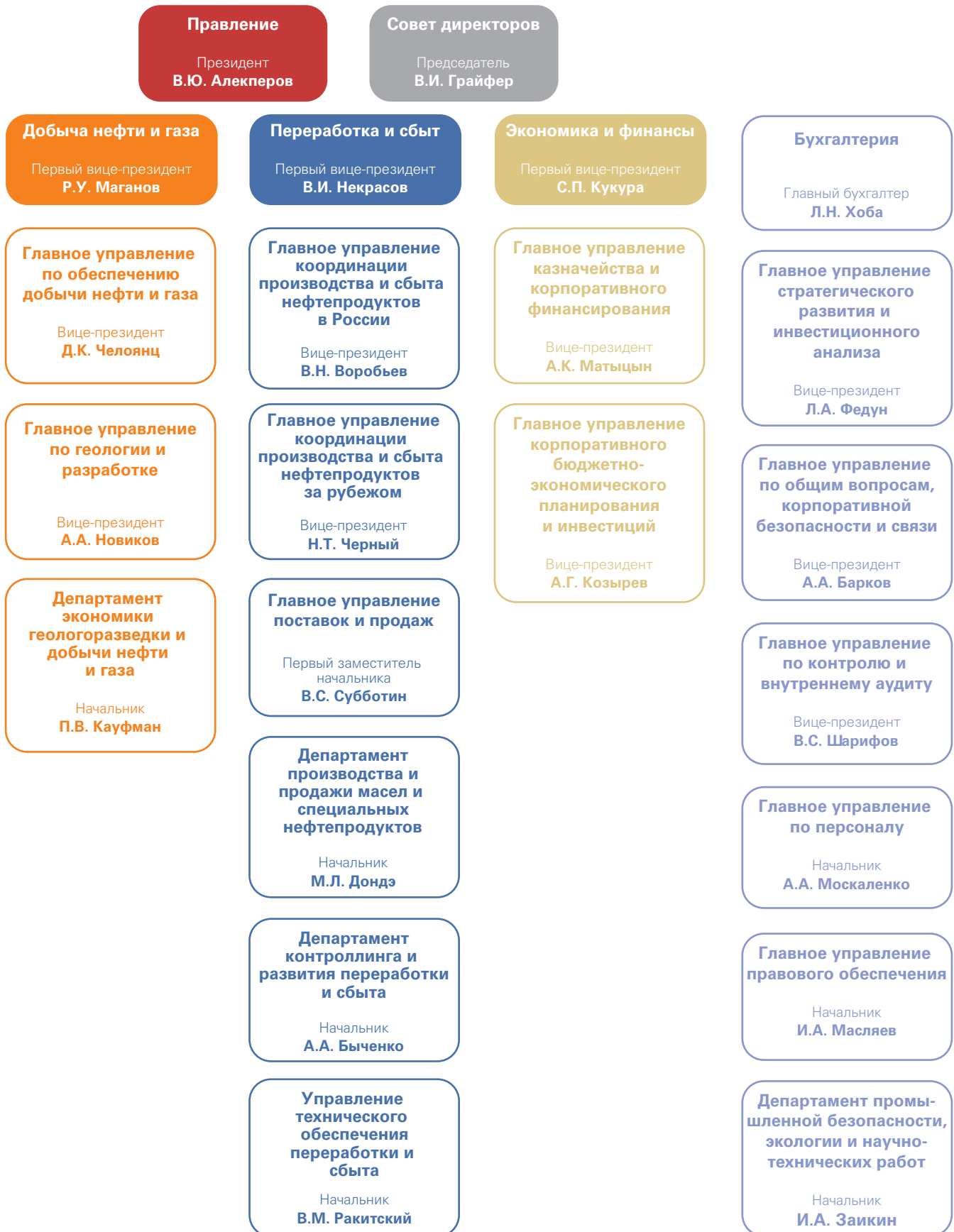
* Без учета переработки нефти на мини-НПЗ.

** Без учета переработки мазута на НПЗ в Бургасе.

*** С учетом нефтехимической продукции, выработанной на НПЗ в Бургасе.



СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ ОАО «ЛУКОЙЛ»



КОМИТЕТЫ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ

Совет директоров

Комитет по аудиту

О.Е. Кутафин
М.П. Бережной
С.А. Михайлов

Цель:

представление рекомендаций Совету директоров по вопросам независимого внешнего и внутреннего аудита финансовой отчетности и оценки имущества Компании

Полномочия:

Подготовка рекомендаций Совету директоров по следующим вопросам:

- по выбору кандидатуры Аудитора Компании из числа международно признанных независимых аудиторов, обладающих высокой профессиональной репутацией;
- по контролю за проведением конкурсного отбора (тендера) Аудитора Компании в случае проведения такового;
- по проведению анализа и обсуждению совместно с Аудитором существенных вопросов, возникающих в ходе проведения независимого внешнего аудита Компании;
- по ознакомлению с заключением Аудитора Компании до его представления акционерам на Собрании акционеров;
- по рассмотрению перечня наиболее существенных уточнений, вносимых в бухгалтерскую отчетность Компании по итогам аудита;
- по эффективности работы системы внутреннего контроля и аудита Компании;
- по оценке системы управления рисками, существующей в Компании;
- по возможному предварительному утверждению Советом директоров годового отчета Компании;
- по наблюдению за объемом аудиторских процедур, а также оценке степени объективности и независимости Аудитора Компании;
- по определению предельного размера вознаграждения Аудитора Компании, по виду и объему его услуг, включая сопутствующие аудиту услуги.

Комитет по стратегии и инвестициям

Ричард Мацке
Р.У. Маганов
Кевин Мейерс
И.В. Шеркунов

Цель:

представление рекомендаций Совету директоров по выработке стратегических целей развития Компании и координация деятельности по стратегическому планированию с деятельностью Совета директоров

Полномочия:

Подготовка рекомендаций Совету директоров по следующим вопросам:

- по анализу концепций, программ и планов стратегического развития Компании;
- по оценке политики Компании в области отношений с инвесторами и акционерами;
- по определению рекомендованных размеров дивидендов по акциям и порядка их выплаты;
- по распределению прибыли и убытков Компании по результатам финансового года;
- по проведению политики Компании в области собственных ценных бумаг;
- по предполагаемой реорганизации Компании;
- по участию в холдинговых компаниях, финансово-промышленных группах, ассоциациях и иных объединениях коммерческих организаций;
- по вопросам крупных сделок, предметом которых является имущество стоимостью от 25 до 50% балансовой стоимости активов Компании на дату принятия решения о совершении такой сделки;
- по созданию филиалов и открытию представительств Компании, а также их ликвидации в Российской Федерации и иностранных государствах;
- по использованию резервов Компании;
- по использованию непрофильных активов Компании;
- по изменению структуры управления активами Компании.

Комитет по кадрам и вознаграждениям

А.Н. Шохин
С.А. Михайлов
Н.А. Цветков

Цель:

подготовка рекомендаций Совету директоров по вопросам политики Компании в области кадров и вознаграждения членов органов управления и Ревизионной комиссии Компании

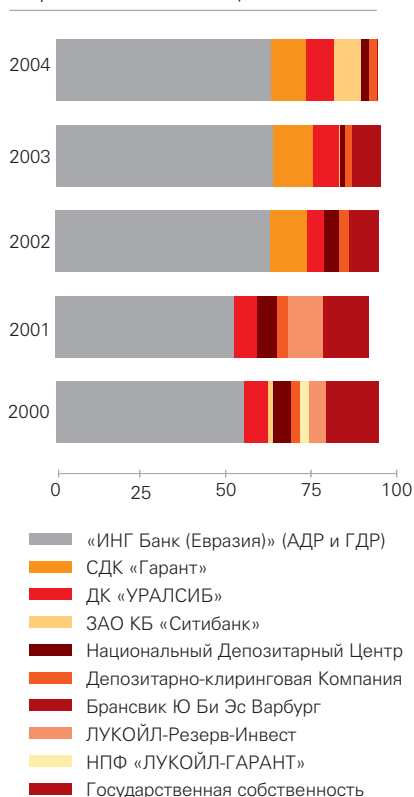
Полномочия:

Подготовка рекомендаций Совету директоров по следующим вопросам:

- по основным направлениям деятельности Компании в области кадров и вознаграждения членов органов управления и Ревизионной комиссии Компании;
- по предварительной оценке кандидатур на должности членов соответствующих органов управления Компании;
- по разработке критериев определения статуса директора Совета директоров Компании в качестве независимого;
- по анализу результатов деятельности членов органов управления и Ревизионной комиссии Компании, в том числе на предмет возможного повышения размера вознаграждения и предоставления иных форм поощрения;
- по определению рекомендованного размера выплачиваемых членам Ревизионной комиссии Компании вознаграждения;
- о целесообразности повторного назначения членов соответствующих органов управления Компании;
- по разработке программ долгосрочного вознаграждения работников Компании, основанных на акциях;
- по существенным условиям договоров, заключаемых с членами исполнительных органов.

АКЦИИ КОМПАНИИ

Основные держатели
акций ОАО «ЛУКОЙЛ», %



Уставный капитал ОАО «ЛУКОЙЛ»

Число акций, шт.	Обыкновенные акции	Привилегированные акции
31 декабря 1999 года	738 351 391	77 211 864
Нет изменений		
31 декабря 2000 года	738 351 391	77 211 864
Эмиссия обыкновенных акций (номинал 0,025 руб.)		
	18 431 061	
Эмиссия обыкновенных акций (номинал 0,025 руб.)		
	16 568 939	
Конвертация акций		
	77 211 864	(77 211 864)
31 декабря 2001 года	850 563 255	0
Без изменений		
31 декабря 2002 года	850 563 255	0
Без изменений		
31 декабря 2003 года	850 563 255	0
Без изменений		
31 декабря 2004 года	850 563 255	0

Основные держатели обыкновенных акций (на конец года), акции

Наименование акционера	2000	2001	2002	2003	2004
«ИНГ Банк (Евразия)»* (ADR и ГДР)	406 039 385	444 703 835	534 070 827	541 249 388	535 975 699
СДК «Гарант»*	–	–	90 773 746	99 268 415	87 986 591
Депозитарная компания «УРАЛСИБ»*	45 521 796	55 140 681	44 630 737	66 162 144	69 560 926
ЗАО КБ «Ситибанк»*	10 532 220	–	–	1 644 462	66 322 006
Национальный Депозитарный Центр*	38 231 431	50 079 368	37 239 863	12 410 284	22 056 584
Депозитарно-клиринговая Компания*	19 836 720	29 044 914	24 798 519	16 463 743	17 982 613
Брансвик Ю Би Эс Варбург*	–	–	10 296 442	9 158 298	4 843 084
НПФ «ЛУКОЙЛ-ГАРАНТ»*	19 970 446	–	–	–	–
ЛУКОЙЛ-Резерв-Инвест*	36 792 062	87 003 566	–	–	–
Государственная собственность	114 639 290	114 639 090	64 638 729	64 638 729	–

*Номинальный держатель.

Основные держатели привилегированных акций (на конец года), акции

Наименование акционера	2000	2001	2002	2003	2004
«ИНГ Банк (Евразия)»* (ADR и ГДР)	33 515 420	–	–	–	–
Депозитарная компания «НИКОЙЛ»*	14 976 868	–	–	–	–
Депозитарно-клиринговая Компания*	4 932 103	–	–	–	–
ЛУКОЙЛ-Резерв-Инвест*	3 901 717	–	–	–	–
Национальный Депозитарный Центр*	1 955 400	–	–	–	–

*Номинальный держатель.

Котировки акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на Фондовой бирже РТС, долл.

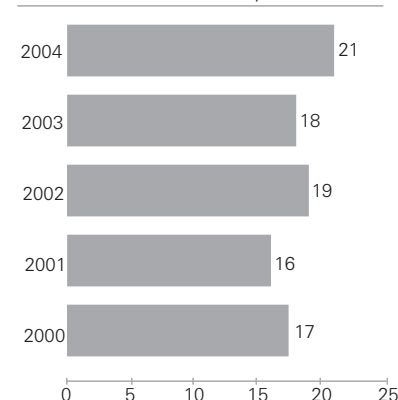
	1999			2000			2001		
	мин	макс	конец	мин	макс	конец	мин	макс	конец
I кв.	3,60	7,50	7,23	9,95	15,90	15,60	8,25	11,60	9,30
II кв.	6,18	10,53	9,90	12,05	15,70	12,78	8,70	13,80	11,93
III кв.	6,35	11,26	6,80	12,82	16,62	14,40	9,12	11,95	9,35
IV кв.	6,78	13,00	13,00	8,05	15,55	9,25	9,13	13,25	12,23

	2002			2003			2004		
	мин	макс	конец	мин	макс	конец	мин	макс	конец
I кв.	12,10	15,55	14,57	13,77	15,86	13,80	23,85	31,05	31,05
II кв.	14,14	18,23	16,25	13,90	19,75	19,75	24,55	33,15	26,30
III кв.	14,10	17,12	15,40	16,70	20,60	20,60	25,72	31,70	31,00
IV кв.	15,21	16,85	15,42	19,25	24,10	23,25	26,25	33,00	30,35

Динамика курса обыкновенных акций ОАО «ЛУКОЙЛ» на Фондовой бирже РТС, долл.



Доля объема торгов акциями ОАО «ЛУКОЙЛ» на РТС, %

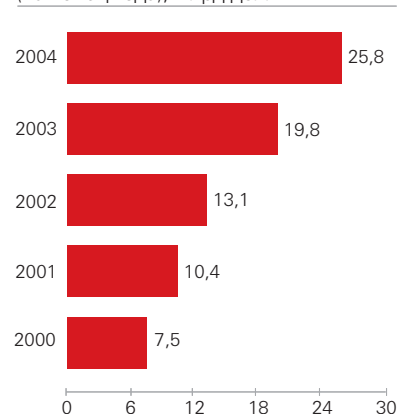


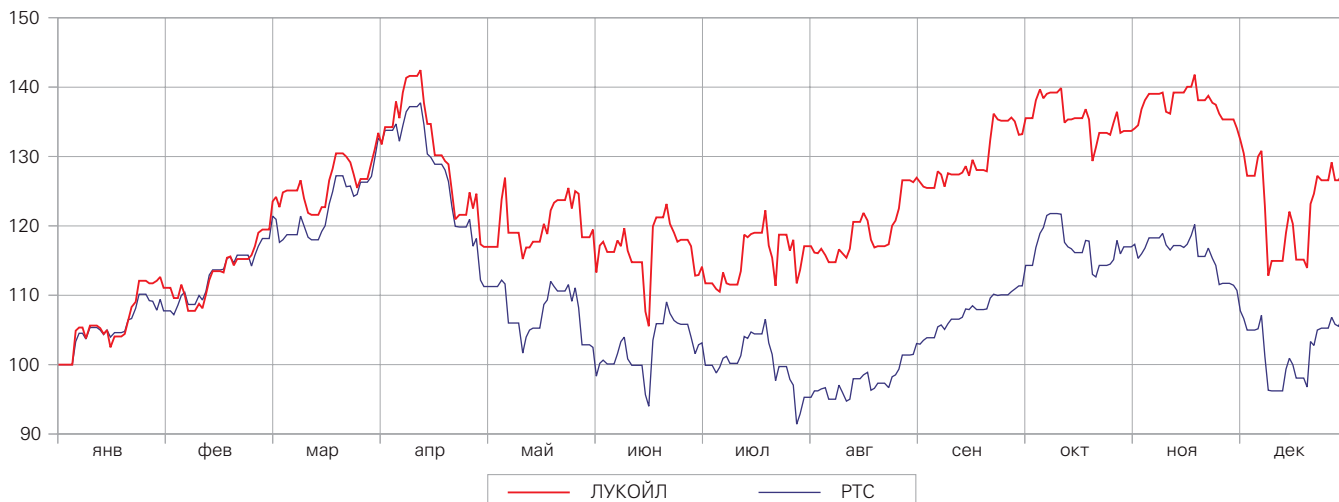
Капитализация ОАО «ЛУКОЙЛ» (на конец года)

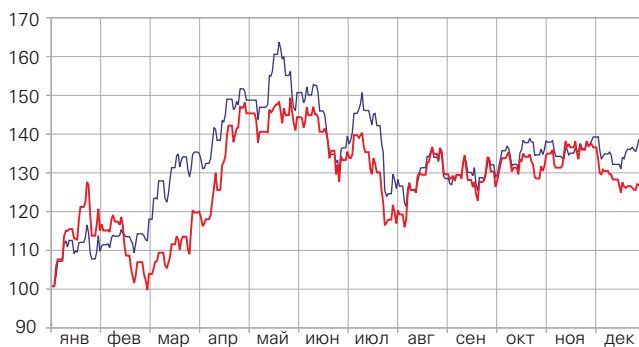
	2000	2001	2002	2003	2004
Стоимость обыкновенных акций (РТС), долл.	9,25	12,23	15,42	23,25	30,35
Обыкновенные акции, млн шт.	738,4	850,6	850,6	850,6	850,6
Стоимость привилегированных акций (ММВБ), долл.*	9,19	—	—	—	—
Привилегированные акции, млн шт.	77,2	—	—	—	—
Капитализация, млн долл.	7 539	10 402	13 116	19 776	25 815

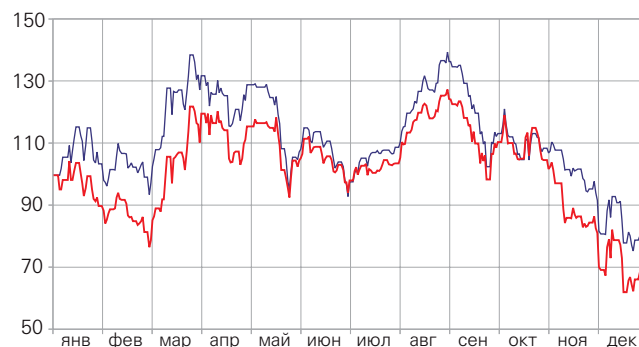
*Стоимость акций переведена в доллары США по курсу ЦБ РФ на конец года.

Капитализация ОАО «ЛУКОЙЛ» (на конец года), млрд долл.



Динамика котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с индексом РТС, %
2004 год

2003 год

2002 год

2001 год

2000 год

Акции ОАО «ЛУКОЙЛ» в сравнении с индексом РТС (по дневным колебаниям)

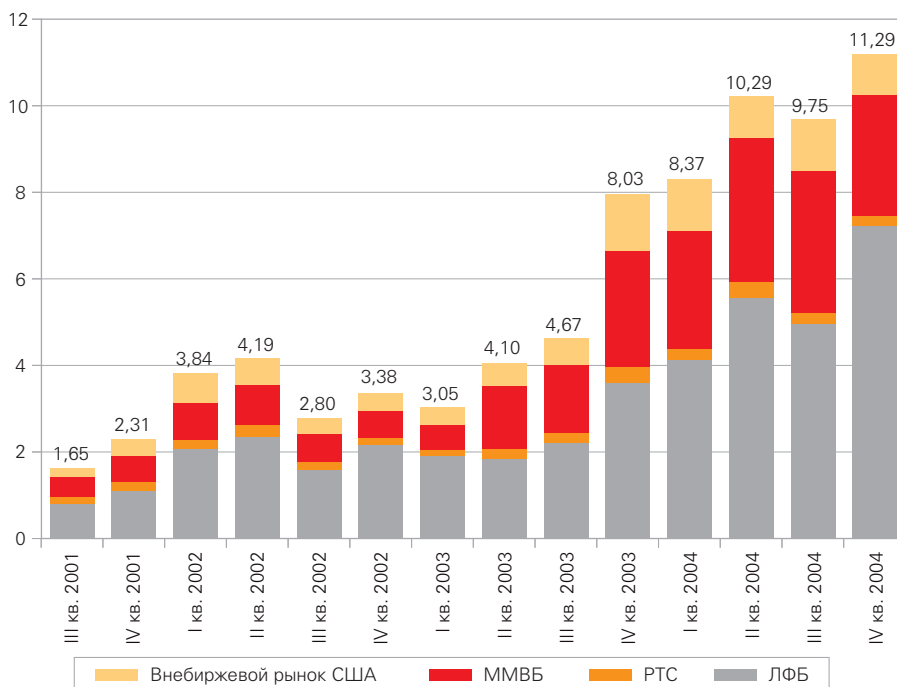
	2000	2001	2002	2003	2004	2000–2004
Стандартное отклонение ЛУКОЙЛ, %	3,70	2,92	2,16	2,13	2,21	2,72
Стандартное отклонение РТС, %	3,19	2,20	1,87	1,90	1,87	2,28
Корреляция	0,92	0,89	0,85	0,81	0,87	0,88
Коэффициент Бета	1,07	1,18	0,98	0,91	1,03	1,05

Коды, присвоенные обыкновенным акциям ОАО «ЛУКОЙЛ»

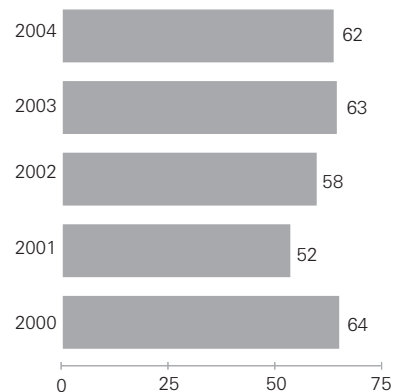
Код	Торговая площадка
LKON	Фондовая биржа РТС
LKON	Московская межбанковская валютная биржа
LKOD	Лондонская фондовая биржа*
LUK	Франкфуртская фондовая биржа*
LUKOY	Внебиржевой рынок США*

*ADR на акции ОАО «ЛУКОЙЛ».

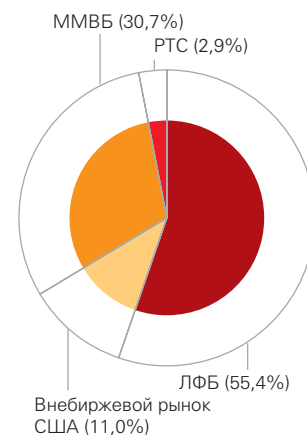
Объемы торгов акциями и АDR ОАО «ЛУКОЙЛ», млрд долл.



Доля акций, конвертированных в американские и глобальные депозитарные расписки, %



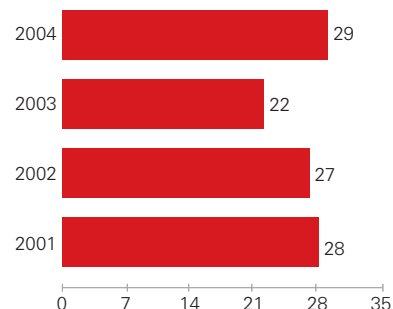
Распределение объемов торгов акциями и депозитарными расписками ОАО «ЛУКОЙЛ» (2004)



Динамика котировок акций ОАО «ЛУКОЙЛ» по сравнению с котировками акций крупнейших международных нефтяных компаний (2000–2004), %



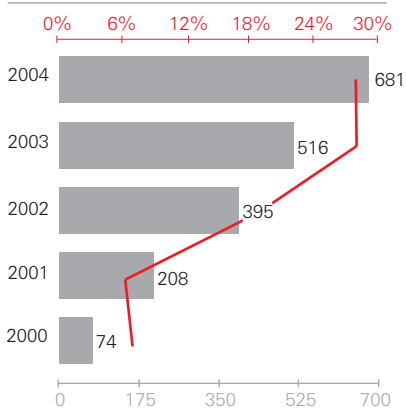
Доля торгов АDR ОАО «ЛУКОЙЛ» в общем объеме торгов акциями эмитентов из стран Центральной и Восточной Европы на ЛФБ, %



Дивиденд на обыкновенную акцию, руб.

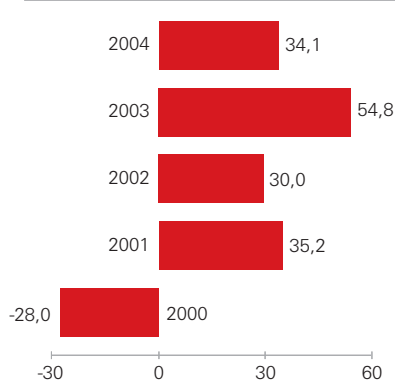


Общий объем дивидендов, начисленных по обыкновенным акциям (млн долл.), и их доля в чистой прибыли соответствующего периода, %

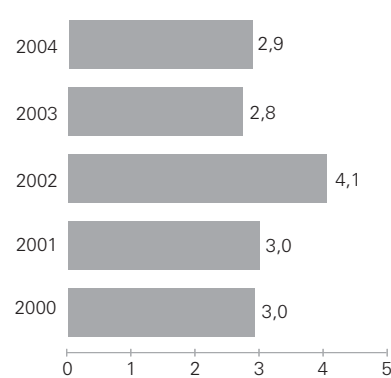

Дивидендная политика ОАО «ЛУКОЙЛ»

	2000	2001	2002	2003	2004
Дивиденд на обыкновенную акцию, руб.	8,0	15,0	19,5	24,0	28,0
Дивиденд на привилегированную акцию, руб.	59,16	–	–	–	–
Дивиденды, начисленные по итогам предыдущего года, млн долл.	121	365	395	516	681
в том числе по привилегированным акциям	47	157	–	–	–
Дивидендные выплаты в текущем году, млн долл.	118	244	423	467	661
Дивидендная доходность, %	3,0	3,0	4,1	2,8	2,9

Совокупный доход акционера (TSR), %



Дивидендная доходность, %



НАЛОГОВОЕ ОКРУЖЕНИЕ

Деятельность группы «ЛУКОЙЛ» подлежит налогообложению как в Российской Федерации, так и за ее пределами.

С учетом масштабов деятельности Компании в России ее положение как налогоплательщика во многом определяется налогами, уплачиваемыми в этой стране. В 2000–2004 годах налоги, уплачиваемые в России, составляли более 80% всех налоговых платежей Компании.

Наиболее значительную нагрузку для российских нефтяных компаний представляют налог на добычу полезных ископаемых и экспортная пошлина на нефть.

Основные налоги, уплачиваемые Компанией:

- > налог на прибыль
- > налог на добычу полезных ископаемых
- > акцизы
- > экспортные пошлины
- > налог на имущество
- > единый социальный налог
- > НДС
- > прочие налоги и сборы

Средние ставки основных налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в РФ

		2000	2001	2002	2003	2004
Налог на прибыль организаций	%	30	35	24	24	24
Налог на имущество организаций	%	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2
НДС	%	20	20	20	20	18
ЕСН	%	–	35,6	35,6	35,6	35,6
Налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	–	–	667,1	801,4	1 052,8
Пошлины на экспорт нефти	долл./т	20,9	26,3	18,6	30,4	55,8
<i>Пошлины на экспорт нефтепродуктов</i>						
легкие дистилляты	долл./т	20,10	34,95	28,41	27,37	37,93
средние дистилляты и газойли	долл./т	15,45	34,95	28,41	27,37	37,93
жидкие топлива	долл./т	14,38	22,06	14,31	27,37	36,64
<i>Акцизы на нефтепродукты</i>						
высокооктановый бензин	руб./т	585	1 850	2 072	3 000	3 360
низкооктановый бензин	руб./т	455	1 350	1 512	2 190	2 460
дизельное топливо	руб./т	–	550	616	890	1 000
моторные масла	руб./т	–	1 500	1 680	2 440	2 732

Налог на прибыль ОАО «ЛУКОЙЛ», млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
Текущий налог на прибыль					
В России	775	849	821	883	1 511
За рубежом	15	12	13	56	103
Итого текущий налог на прибыль	790	861	834	939	1 614
Отложенный налог на прибыль					
В России	(27)	(207)	(67)	49	76
За рубежом	9	20	(28)	19	70
Итого отложенный налог на прибыль	(18)	(187)	(95)	68	146
Итого налог на прибыль	772	674	739	1 007	1 760

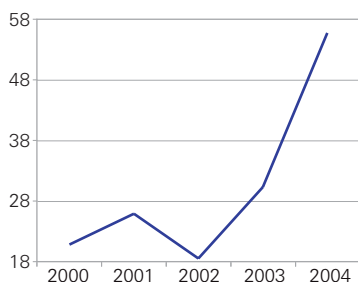
Налоги ОАО «ЛУКОЙЛ» (кроме налога на прибыль), млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
Налог на добычу полезных ископаемых	–	–	1 472	1 966	2 971
Налог на недра	259	347	–	–	–
Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы	150	215	–	–	–
Налог на пользователей автодорог	179	100	126	–	–
Социальные налоги и отчисления	198	201	198	257	330
Налог на имущество	50	83	101	139	111
Прочие налоги и отчисления	214	64	75	94	93
Итого прочие налоги	1 050	1 010	1 972	2 456	3 505

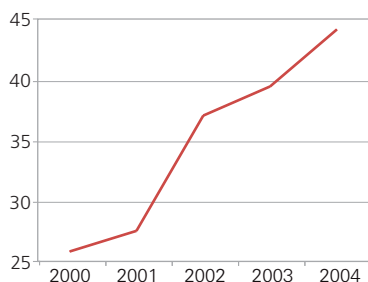
Акцизы и экспортные пошлины, млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
Акцизы и экспортные пошлины	932	1 456	1 996	2 954	5 248

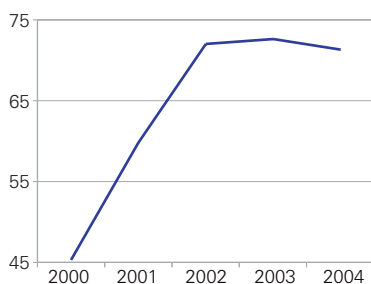
Средняя экспортная пошлина на нефть, долл./т



Доля налогов, акцизов и экспортных пошлин в выручке за вычетом стоимости приобретенной нефти, %



Доля налогов, акцизов и экспортных пошлин в прибыли до уплаты соответствующих налогов, %


Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), долл./т

$$\text{НДПИ} = \frac{(\text{Цена нефти} - \text{Базовая цена нефти}) \times \text{Ставка налога}}{\text{Базовый курс рубля к доллару} \times \text{Базовая цена нефти}}$$

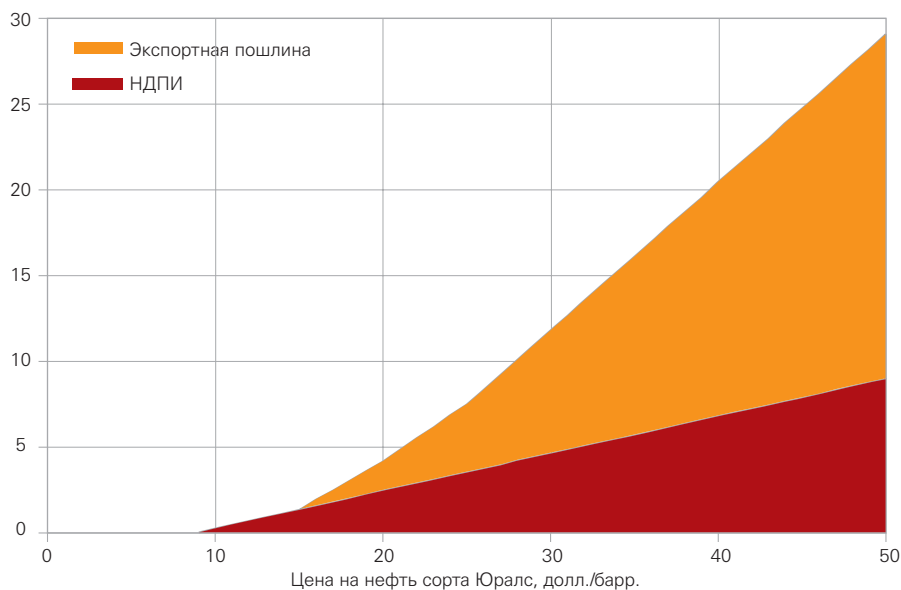
	2004	2005
Цена нефти	долл./барр.	Цена нефти сорта Юралс
Базовая цена нефти	долл./барр.	8
Ставка налога	руб./т	347
Базовый курс рубля к доллару	руб./долл.	31,5
		29,0

Ставка налога на добычу полезных ископаемых изменяется ежемесячно. Например, НДПИ за июнь определяется в июле исходя из средней цены нефти сорта Юралс на международном рынке в июне.

Экспортная пошлина на нефть, долл./барр.

Цена нефти (P), долл./барр.	Ставка пошлины, долл./барр.	
	до 06.2004	после 06.2004
$P < 15$	0	0
$15 < P < 20$	$(P - 15) \times 35\%$	$(P - 15) \times 35\%$
$20 < P < 25$	$(P - 15) \times 35\%$	$1,75 + (P - 20) \times 45\%$
$P > 25$	$3,5 + (P - 25) \times 40\%$	$4,0 + (P - 25) \times 65\%$

Экспортная пошлина на нефть пересматривается раз в два месяца. Например, экспортная пошлина на декабрь–январь устанавливается в ноябре исходя из средней цены нефти сорта Юралс на международном рынке в сентябре–октябре.

Динамика экспортной пошлины на нефть и НДПИ в зависимости от цены на нефть (по модели 2005 года), долл./барр.


Налоговая нагрузка ОАО «ЛУКОЙЛ»

	2000	2001	2002	2003	2004
Налоги и сборы всего, млн долл.					
Налог на прибыль	772	674	739	1 007	1 760
Налоги (кроме налога на прибыль)	1 050	1 010	1 972	2 456	3 505
Акцизы и экспортные пошлины	932	1 456	1 996	2 954	5 248
Итого налоги и сборы, млн долл.	2 754	3 140	4 707	6 417	10 513
Выручка без учета стоимости приобретенной нефти, млн долл.	10 613	11 339	12 641	16 209	23 721
Доля налогов в выручке без учета стоимости приобретенной нефти, %	26,0	27,7	37,2	39,6	44,3
Прибыль до уплаты налогов, акцизов и экспортных пошлин, млн долл.*	6 066	5 249	6 550	8 856	14 761
Доля налогов в прибыли до уплаты налогов, акцизов и экспортных пошлин, %	45,4	59,8	71,9	72,5	71,2

*Без учета прибыли от реализации доли в проекте Азери-Чираг-Гюнешли.

»»» МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОКРУЖЕНИЕ

Конъюнктура рынка нефти и нефтепродуктов

	2000	2001	2002	2003	2004
		долл./барр.			
Нефть сорта Brent	28,39	24,46	24,98	28,71	38,27
Нефть сорта Юралс (СИФ Средиземноморский регион)	26,53	22,99	23,68	27,03	34,50
		долл./т			
Мазут 3,5% (ФОБ Роттердам)	133,50	110,93	128,89	148,37	151,81
Дизельное топливо (ФОБ Роттердам)	257,22	219,30	208,84	253,53	349,37
Высокооктановый бензин (ФОБ Роттердам)	290,27	247,09	243,62	296,13	400,33

Макроэкономическое окружение

	2000	2001	2002	2003	2004
Рублевая инфляция (ИПЦ), %	20,2	18,8	15,1	12,0	11,7
Номинальное укрепление рубля к доллару, %	(4,3)	(7,0)	(5,5)	7,3	5,8
Реальное укрепление рубля к доллару, %	15,2	11,0	9,2	20,8	18,5
Среднегодовой курс рубля к доллару, руб./долл.	28,12	29,17	31,35	30,69	28,82
Курс рубля к доллару на конец периода, руб./долл.	28,16	30,14	31,78	29,45	27,75

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Консолидированные отчеты о прибылях и убытках, млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
ВЫРУЧКА					
Выручка от реализации (включая акцизы и экспортные пошлины)	13 210	13 426	15 334	22 118	33 845
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	230	136	115	181	213
Итого выручка	13 440	13 562	15 449	22 299	34 058
ЗАТРАТЫ И ПРОЧИЕ РАСХОДЫ					
Операционные расходы	(1 628)	(2 584)	(2 403)	(2 546)	(2 880)
Стоимость приобретенной нефти и нефтепродуктов	(2 597)	(2 087)	(2 693)	(5 909)	(10 124)
Транспортные расходы	(735)	(919)	(1 414)	(2 052)	(2 784)
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	(1 221)	(1 375)	(1 313)	(1 800)	(2 024)
Износ и амортизация	(838)	(886)	(824)	(920)	(1 075)
Налоги (кроме налога на прибыль)	(1 050)	(1 010)	(1 972)	(2 456)	(3 505)
Акцизы и экспортные пошлины	(932)	(1 456)	(1 996)	(2 954)	(5 248)
Затраты на геолого-разведочные работы	(130)	(144)	(89)	(136)	(171)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери — Чираг — Гюнешли	—	—	—	1 130	—
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов	(247)	(153)	(83)	(69)	(213)
Прибыль от основной деятельности	4 062	2 948	2 662	4 587	6 034
Расходы по процентам	(198)	(257)	(222)	(273)	(300)
Доходы по процентам и дивидендам	209	146	160	139	180
Прибыль (убыток) по курсовым разницам	1	(33)	40	148	135
Прочие внеоперационные доходы	71	31	11	11	21
Доля миноритарных акционеров	(61)	(52)	(69)	(36)	(62)
Прибыль до налога на прибыль	4 084	2 783	2 582	4 576	6 008
Текущий налог на прибыль	(790)	(861)	(834)	(939)	(1 614)
Отложенный налог на прибыль	18	187	95	(68)	(146)
Итого расход по налогу на прибыль	(772)	(674)	(739)	(1 007)	(1 760)
Накопленный эффект от изменения в учетной политике, за вычетом налога на прибыль	—	—	—	132	—
Чистая прибыль	3 312	2 109	1 843	3 701	4 248
Объявленные дивиденды по привилегированным акциям	(47)	(157)	—	—	—
Чистая прибыль, относящаяся к обыкновенным акциям	3 265	1 952	1 843	3 701	4 248
Чистая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долларах США)					
Базовая прибыль	4,83	2,68	2,26	4,52	5,20
Разводненная прибыль	4,73	2,66	2,26	4,45	5,13

Консолидированные балансы (по состоянию на 31 декабря), млн долл.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
А К Т И В Ы						
Оборотные активы						
Денежные средства и их эквиваленты	537	1 137	1 170	1 252	1 435	1 257
Краткосрочные финансовые вложения	137	253	218	278	251	149
Дебиторская задолженность и векселя к получению за минусом резерва по сомнительным долгам	1 598	2 948	2 230	2 511	3 790	3 867
Запасы	530	719	829	1 063	1 243	1 759
Расходы будущих периодов и предоплата по налогам	133	675	889	736	897	1 242
Прочие оборотные активы	147	362	340	356	255	300
Активы для продажи	–	–	–	279	52	–
Итого оборотные активы	3 082	6 094	5 676	6 475	7 923	8 574
Финансовые вложения	750	423	770	934	594	779
Основные средства	8 129	9 906	12 296	13 499	16 859	19 329
Долгосрочные активы по отложенному налогу на прибыль	79	201	291	206	117	138
Деловая репутация и прочие нематериальные активы	251	278	485	399	523	610
Прочие внеоборотные активы	212	207	424	488	558	331
Итого активы	12 503	17 109	19 942	22 001	26 574	29 761
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И АКЦИОНЕРНЫЙ КАПИТАЛ						
Краткосрочные обязательства						
Кредиторская задолженность	1 479	2 221	1 402	1 293	1 564	1 787
Краткосрочные кредиты и займы и текущая часть долгосрочной задолженности	728	829	1 031	1 772	1 412	1 265
Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков	–	–	449	755	1 007	3
Обязательства по уплате налогов	569	404	522	640	943	1 238
Прочие краткосрочные обязательства	110	238	421	337	345	252
Итого краткосрочные обязательства	2 886	3 692	3 825	4 797	5 271	4 545
Долгосрочная задолженность по кредитам и займам	1 769	1 483	1 948	1 666	2 392	2 609
Долгосрочные обязательства по отложенному налогу на прибыль	146	284	390	261	497	698
Обязательства, связанные с окончанием срока полезного использования активов	–	–	–	–	210	307
Прочая долгосрочная кредиторская задолженность	145	147	463	397	249	338
Доля миноритарных акционеров в капитале дочерних компаний	484	984	931	880	483	453
Итого обязательства	5 430	6 590	7 557	8 001	9 102	8 950
Акционерный капитал						
Обыкновенные акции	14	14	15	15	15	15
Привилегированные акции	1	1	–	–	–	–
Собственные акции, выкупленные у акционеров	(549)	(376)	(403)	(428)	(435)	(706)
Добавочный капитал	2 816	2 895	3 044	3 229	3 522	3 564
Нераспределенная прибыль	4 803	7 994	9 738	11 186	14 371	17 938
Прочий накопленный совокупный убыток	(12)	(9)	(9)	(2)	(1)	–
Итого акционерный капитал	7 073	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Итого обязательства и акционерный капитал	12 503	17 109	19 942	22 001	26 574	29 761

Консолидированные отчеты о движении денежных средств, млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
Чистая прибыль	3 312	2 109	1 843	3 701	4 248
Корректировки по неденежным операциям:					
Накопленный эффект от изменения в учетной политике	–	–	–	(132)	–
Износ и амортизация	838	886	824	920	1 075
Доля в прибыли компаний, учитываемых по методу долевого участия	(230)	(136)	(100)	(122)	(169)
Прибыль от реализации доли в проекте Азери — Чираг — Гюнешли	–	–	–	(1 130)	–
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов	247	153	83	69	213
Отложенный налог на прибыль	(18)	(187)	(95)	68	146
Неденежный убыток (прибыль) по курсовым разницам	(29)	24	(21)	17	(4)
Неденежные операции в инвестиционной деятельности	(177)	(96)	(72)	(64)	(123)
Прочие, нетто	155	181	78	80	139
Изменения в активах и обязательствах, относящихся к основной деятельности:					
Дебиторская задолженность и векселя к получению	(1 142)	931	(125)	(797)	(694)
Краткосрочные кредиты, выданные дочерними банками	(71)	(95)	39	(223)	(101)
Изменение задолженности по клиентским депозитам дочерних банков	102	208	171	341	(90)
Запасы	(50)	(56)	(201)	(153)	(571)
Кредиторская задолженность и начисленные обязательства	541	(1 077)	(273)	186	306
Обязательства по уплате налогов	(195)	109	30	284	310
Прочие краткосрочные активы и обязательства	(515)	(281)	215	(109)	(505)
Чистые денежные средства от основной деятельности	2 768	2 673	2 396	2 936	4 180
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
Капитальные затраты	(1 674)	(2 521)	(2 072)	(2 881)	(3 248)
Поступления от реализации основных средств	10	45	34	62	99
Приобретение финансовых вложений	(197)	(314)	(302)	(459)	(540)
Поступления от реализации финансовых вложений	47	228	118	374	242
Поступления от реализации доли в проекте Азери — Чираг — Гюнешли	–	–	–	1 337	–
Продажа компаний, без учета денежных средств	–	–	–	–	183
Приобретение компаний, без учета приобретенных денежных средств	(98)	(499)	(168)	(1 225)	(477)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(1 912)	(3 061)	(2 390)	(2 792)	(3 741)
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ					
Изменение задолженности по краткосрочным кредитам и займам	11	121	203	220	(170)
Поступления от привлечения долгосрочных кредитов и займов	291	938	879	1 445	1 191
Погашение долгосрочных кредитов и займов	(439)	(349)	(579)	(1 124)	(778)
Дивиденды выплаченные	(118)	(244)	(423)	(467)	(661)
Средства, полученные от акционеров по условиям приватизационного тендера	50	–	–	–	–
Поступления от эмиссии обыкновенных акций	–	–	18	–	–
Выкуп собственных акций	(1 021)	(185)	(326)	(368)	(502)
Поступления от продажи собственных акций	1 005	158	316	290	273
Прочие, нетто	(7)	32	8	–	(3)
Чистые денежные средства, полученные от (использованные в) финансовой деятельности	(228)	471	96	(4)	(650)
Влияние изменений валютных курсов на величину денежных средств и их эквивалентов	(28)	(50)	(20)	43	33
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов	600	33	82	183	(178)
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	537	1 137	1 170	1 252	1 435
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	1 137	1 170	1 252	1 435	1 257

Консолидированные отчеты об акционерном капитале и совокупном доходе, млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
Обыкновенные акции					
Остаток на 1 января	14	14	15	15	15
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные	–	1	–	–	–
Находящиеся в обращении на 31 декабря	14	15	15	15	15
Привилегированные акции					
Остаток на 1 января	1	1	–	–	–
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные	–	(1)	–	–	–
Находящиеся в обращении на 31 декабря	1	–	–	–	–
Собственные акции					
Остаток на 1 января	(549)	(376)	(403)	(428)	(435)
Акции, выкупленные у акционеров	(1 021)	(185)	(326)	(368)	(502)
Продажа акций	1 194	158	301	361	231
Остаток на 31 декабря	(376)	(403)	(428)	(435)	(706)
Добавочный капитал					
Остаток на 1 января	2 816	2 895	3 044	3 229	3 522
Премии по выпущенным акциям, не входящим в акции в обращении	–	147	170	38	–
Взносы по условиям приватизационного тендера	117	–	–	–	–
Разница между поступлениями от продажи собственных акций и их учетной стоимостью	292	2	15	255	42
Опцион на продажу обыкновенных акций	(330)	–	–	–	–
Остаток на 31 декабря	2 895	3 044	3 229	3 522	3 564
Нераспределенная прибыль					
Остаток на 1 января	4 803	7 994	9 738	11 186	14 371
Чистая прибыль (совокупный доход)	3 312	2 109	1 843	3 701	4 248
Чистая прибыль (акционерный капитал)	3 312	2 109	1 843	3 701	4 248
Дивиденды по привилегированным акциям	(47)	(157)	–	–	–
Дивиденды по обыкновенным акциям	(74)	(208)	(395)	(516)	(681)
Остаток на 31 декабря	7 994	9 738	11 186	14 371	17 938
Прочий накопленный совокупный убыток, за минусом налога					
Остаток на 1 января	(12)	(9)	(9)	(2)	(1)
Курсовая разница от пересчета валют (совокупный доход)	3	14	(7)	1	1
Курсовая разница от пересчета валют (акционерный капитал)	3	14	(7)	1	1
Корректировка на минимальные пенсионные обязательства (совокупный доход)	–	(14)	14	–	–
Корректировка на минимальные пенсионные обязательства (акционерный капитал)	–	(14)	14	–	–
Остаток на 31 декабря	(9)	(9)	(2)	(1)	–
Итого совокупный доход за год	3 315	2 109	1 850	3 702	4 249
Итого акционерный капитал на 31 декабря	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811

Движение акций, млн штук

	2000	2001	2002	2003	2004
Обыкновенные акции, выпущенные					
Остаток на 1 января	738	738	850	850	850
Дополнительная эмиссия	–	35	–	–	–
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные	–	77	–	–	–
Остаток на 31 декабря	738	850	850	850	850
Привилегированные акции					
Остаток на 1 января	77	77	–	–	–
Конвертирование привилегированных акций в обыкновенные	–	(77)	–	–	–
Остаток на 31 декабря	77	–	–	–	–
Собственные акции					
Остаток на 1 января	(62)	(23)	(26)	(27)	(26)
Акции, выкупленные у акционеров	(88)	(17)	(21)	(19)	(18))
Продажа акций	127	14	20	20	10
Остаток на 31 декабря	(23)	(26)	(27)	(26)	(34)

Капитальные затраты, млн долл.

	2000	2001	2002	2003	2004
Капитальные затраты					
<i>Разведка и добыча</i>					
Россия	648	1 543	1 078	1 537	2 100
Международные проекты	297	246	333	247	189
Итого разведка и добыча	945	1 789	1 411	1 784	2 289
<i>Переработка, торговля и сбыт</i>					
Россия	738	645	683	960	749
Международные проекты	184	183	110	274	409
Итого переработка, торговля и сбыт	922	828	793	1 234	1 158
Итого капитальных затрат*	1 867	2 617	2 204	3 018	3 447

Приобретение компаний и инвестиции Группы**

<i>Разведка и добыча</i>					
Россия	45	467	67	989	23
Международные проекты	–	–	–	–	143
Итого разведка и добыча	45	467	67	989	166
<i>Переработка, торговля и сбыт</i>					
Россия	–	35	53	23	6
Международные проекты	118	59	57	257	305
Итого переработка, торговля и сбыт	118	94	110	280	311
<i>За минусом приобретенных денежных средств</i>	(65)	(62)	(4)	(44)	–
Итого	98	499	173	1 225	477

*Включая неденежные операции.

**Включая предоплаты, связанные с приобретением дочерних компаний и выкупом миноритарных долей.

»»» ФИНАНСОВЫЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ

Показатели рентабельности и эффективности

Рентабельность продаж

$$\text{Рентабельность продаж} = \frac{\text{Прибыль}}{\text{Выручка}}$$

	2000	2001	2002	2003*	2004
Выручка от реализации, млн долл.	13 210	13 426	15 334	22 118	33 845
Операционная прибыль, млн долл.	4 062	2 948	2 662	3 457	6 034
Доналоговая прибыль, млн долл.	4 084	2 783	2 582	3 446	6 008
Чистая прибыль, млн долл.	3 312	2 109	1 843	2 571	4 248
Доля операционной прибыли в выручке, %	30,7	22,0	17,4	15,6	17,8
Доля доналоговой прибыли в выручке, %	30,9	20,7	16,8	15,6	17,8
Доля чистой прибыли в выручке, %	25,1	15,7	12,0	11,6	12,6

ЕВИТ и ЕВИТДА

$$\text{ЕВИТ} = \text{Доналоговая прибыль} + \text{Расходы по процентам} - \text{Доходы по процентам и дивидендам}$$

$$\text{ЕВИТДА} = \text{ЕВИТ} + \text{Износ и амортизация}$$

	2000	2001	2002	2003*	2004
Доналоговая прибыль, млн долл.	4 084	2 783	2 582	3 446	6 008
Расходы по процентам, млн долл.	198	257	222	273	300
Доходы по процентам и дивидендам, млн долл.	(209)	(146)	(160)	(139)	(180)
ЕВИТ, млн долл.	4 073	2 894	2 644	3 580	6 128
Износ и амортизация, млн долл.	838	886	824	920	1 075
ЕВИТДА, млн долл.	4 911	3 780	3 468	4 500	7 203
Доля ЕВИТ в выручке, %	30,8	21,6	17,2	16,2	18,1
Доля ЕВИТДА в выручке, %	37,2	28,2	22,6	20,3	21,3

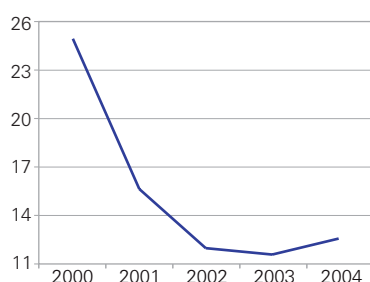
Рентабельность акционерного капитала

$$\text{Рентабельность акционерного капитала} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднегодовой акционерный капитал}}$$

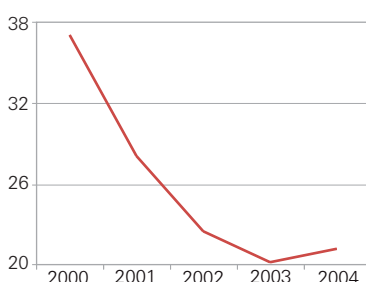
	1999	2000	2001	2002	2003*	2004
Акционерный капитал, млн долл.	7 073	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Чистая прибыль, млн долл.		3 312	2 109	1 843	2 571	4 248
Рентабельность акционерного капитала, %		37,7	18,4	14,0	16,3	22,2

*Без учета прибыли от продажи доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли.

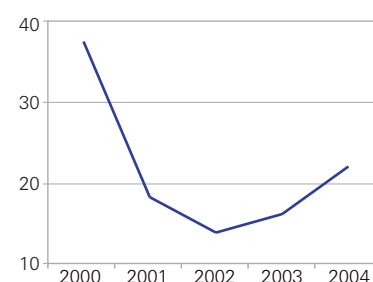
Доля чистой прибыли в выручке, %



Доля ЕВИТДА в выручке, %



Рентабельность акционерного капитала, %



Рентабельность активов

$$\text{Рентабельность активов} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднегодовые активы}}$$

	1999	2000	2001	2002	2003*	2004
Активы, млн долл.	12 503	17 109	19 942	22 001	26 574	29 761
Чистая прибыль, млн долл.		3 312	2 109	1 843	2 571	4 248
Рентабельность активов, %		22,4	11,4	8,8	10,6	15,1

Рентабельность внеоборотных активов

$$\text{Рентабельность внеоборотных активов} = \frac{\text{Чистая прибыль}}{\text{Среднегодовые внеоборотные активы}}$$

	1999	2000	2001	2002	2003*	2004
Внеоборотные активы, млн долл.	9 421	11 015	14 266	15 526	18 651	21 187
Чистая прибыль, млн долл.		3 312	2 109	1 843	2 571	4 248
Рентабельность внеоборотных активов, %		32,4	16,7	12,4	15,0	21,3

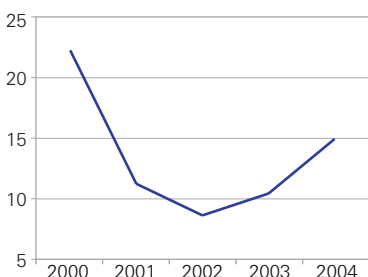
ROACE

$$\text{ROACE} = \frac{\text{Чистая прибыль} + \text{Расходы по процентам} \times (1 - \text{Эффективная ставка налога на прибыль})}{\text{Среднегодовое значение (Акционерный капитал} + \text{Долгосрочный долг} + \text{Краткосрочный долг)}}$$

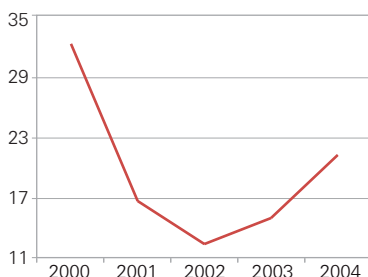
	1999	2000	2001	2002	2003*	2004
Акционерный капитал, млн долл.	7 073	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Долгосрочный долг, млн долл.	1 769	1 483	1 948	1 666	2 392	2 609
Краткосрочный долг, млн долл.	728	829	1 031	1 772	1 412	1 265
Чистая прибыль, млн долл.		3 312	2 109	1 843	2 571	4 248
Расходы по процентам, млн долл.		198	257	222	273	300
Эффективная ставка налога на прибыль, %		18,9	24,2	28,6	29,2	29,3
ROACE, %		31,0	16,3	12,2	14,3	19,4

* Без учета прибыли от продажи доли в проекте Азери – Чираг – Гюнешли.

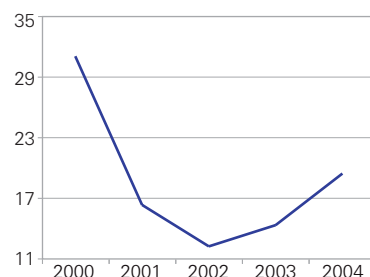
Рентабельность активов, %



Рентабельность внеоборотных активов, %



ROACE, %



Оборачиваемость активов (на 31 декабря)

$$\text{Оборачиваемость активов} = \frac{\text{Активы} \times 365 \text{ дней}}{\text{Выручка}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Выручка от реализации, млн долл.	13 210	13 426	15 334	22 118	33 845
Активы, млн долл.	17 109	19 942	22 001	26 574	29 761
Оборачиваемость активов, дни	473	542	524	439	321

Оборачиваемость кредиторской задолженности (на 31 декабря)

$$\text{Оборачиваемость кредиторской задолженности} = \frac{\text{Кредиторская задолженность} \times 365 \text{ дней}}{\text{Выручка}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Выручка от реализации, млн долл.	13 210	13 426	15 334	22 118	33 845
Кредиторская задолженность, млн долл.	2 221	1 402	1 293	1 564	1 787
Оборачиваемость кредиторской задолженности, дни	61	38	31	26	19

Оборачиваемость дебиторской задолженности (на 31 декабря)

$$\text{Оборачиваемость дебиторской задолженности} = \frac{\text{Дебиторская задолженность} \times 365 \text{ дней}}{\text{Выручка}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Выручка от реализации, млн долл.	13 210	13 426	15 334	22 118	33 845
Дебиторская задолженность, млн долл.	2 948	2 230	2 511	3 790	3 867
Оборачиваемость дебиторской задолженности, дни	81	61	60	63	42

Оценка рынком стоимости Компании

Стоимость Компании (Enterprise value, EV), (на 31 декабря)

$$\text{EV} = \text{Капитализация} + \text{Долгосрочный долг} + \text{Краткосрочный долг} - \text{Денежные средства и их эквиваленты}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Капитализация, млн долл.	7 539	10 402	13 116	19 776	25 815
Долгосрочный долг, млн долл.	1 483	1 948	1 666	2 392	2 609
Краткосрочный долг, млн долл.	829	1 031	1 772	1 412	1 265
Денежные средства и их эквиваленты, млн долл.	1 137	1 170	1 252	1 435	1 257
EV, млн долл.	8 714	12 211	15 302	22 145	28 432

EV/EBITDA (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003*	2004
EV, млн долл.	8 714	12 211	15 302	22 145	28 432
EBITDA, млн долл.	4 911	3 780	3 468	4 500	7 203
EV/EBITDA	1,77	3,23	4,41	4,92	3,95

*Без учета прибыли от продажи доли в проекте Азери-Чираг-Гюнешли.

Цена акции к базовой прибыли на акцию (P/E), (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Цена акции, долл.	9,25	12,23	15,42	23,25	30,35
Базовая прибыль на акцию, долл.	4,83	2,68	2,26	4,52	5,20
P/E	1,92	4,56	6,82	5,14	5,84

Показатели финансовой устойчивости
Чистый долг (на 31 декабря)

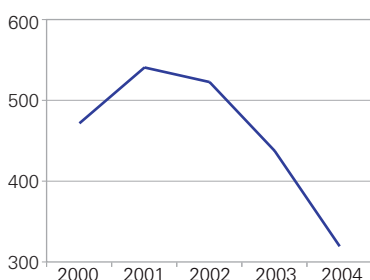
$$\text{Чистый долг} = \text{Долгосрочный долг} + \text{Клиентские депозиты дочерних банков} + \text{Краткосрочный долг} - \text{Денежные средства}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Долгосрочный долг, млн долл.	1 483	1 948	1 666	2 392	2 609
Краткосрочный долг, млн долл.	829	1 031	1 772	1 412	1 265
Клиентские депозиты и прочие заимствования дочерних банков, млн долл.	–	449	755	1 007	3
Денежные средства и их эквиваленты, млн долл.	1 137	1 170	1 252	1 435	1 257
Чистый долг, млн долл.	1 175	2 258	2 941	3 376	2 620

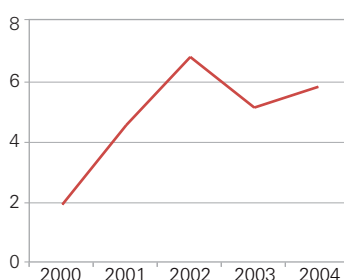
Заемный капитал к собственному капиталу (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Заемный капитал, млн долл.	2 312	3 428	4 193	4 811	3 877
Собственный капитал, млн долл.	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Заемный капитал к собственному, %	22,0	27,7	30,0	27,5	18,6

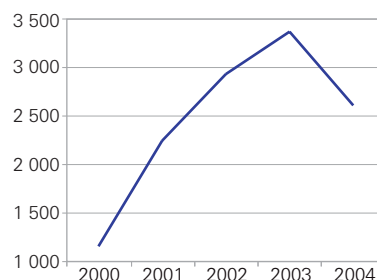
Оборачиваемость активов, дни



Цена акции к базовой прибыли на акцию (P/E)



Чистый долг, млн долл.



Долгосрчный долг к собственному капиталу (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Долгосрчный долг, млн долл.	1 483	1 948	1 666	2 392	2 609
Собственный капитал, млн долл.	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Долгосрчный долг к собственному капиталу, %	14,1	15,7	11,9	13,7	12,5

Доля собственного капитала в совокупном долгосрочном капитале (Leverage), (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Собственный капитал, млн долл.	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Долгосрчный долг, млн долл.	1 483	1 948	1 666	2 392	2 609
Совокупный долгосрочный капитал, млн долл.	12 002	14 333	15 666	19 864	23 420
Доля собственного капитала в совокупном долгосрочном капитале, %	87,6	86,4	89,4	88,0	88,9

Чистый долг к денежному потоку от основной деятельности (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Чистый долг, млн долл.	1 175	2 258	2 941	3 376	2 620
Денежный поток от основной деятельности, млн долл.	2 768	2 673	2 396	2 936	4 180
Чистый долг к денежному потоку от основной деятельности, %	42,4	84,5	122,7	115,0	62,7

Денежный поток от основной деятельности к капитальным затратам

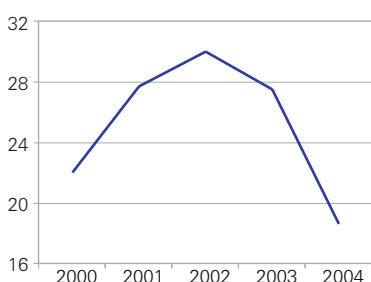
	2000	2001	2002	2003	2004
Денежный поток от основной деятельности, млн долл.	2 768	2 673	2 396	2 936	4 180
Капитальные затраты, млн долл.	1 674	2 521	2 072	2 881	3 248
Денежный поток от основной деятельности к капитальным затратам	1,65	1,06	1,16	1,02	1,29

Коэффициент покрытия расходов по процентам EBIT

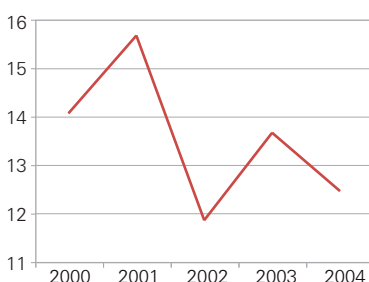
	2000	2001	2002	2003*	2004
EBIT, млн долл.	4 073	2 894	2 644	3 580	6 128
Расходы по процентам, млн долл.	198	257	222	273	300
Коэффициент покрытия расходов по процентам	20,6	11,3	11,9	13,1	20,4

*Без учета прибыли от продажи доли в проекте Азери-Чираг-Гюнешли.

Заемный капитал к собственному, %



Долгосрчный долг к собственному капиталу, %



Доля собственного капитала в совокупном долгосрочном капитале, %



Обязательства к активам (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Обязательства, млн долл.	6 590	7 557	8 001	9 102	8 950
Активы, млн долл.	17 109	19 942	22 001	26 574	29 761
Обязательства к активам, %	38,5	37,9	36,4	34,3	30,1

Обязательства к собственному капиталу (на 31 декабря)

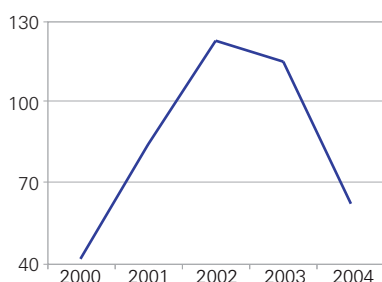
	2000	2001	2002	2003	2004
Обязательства, млн долл.	6 590	7 557	8 001	9 102	8 950
Собственный капитал, млн долл.	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Обязательства к собственному капиталу, %	62,6	61,0	57,2	52,1	43,0

EV/DACF (на 31 декабря)

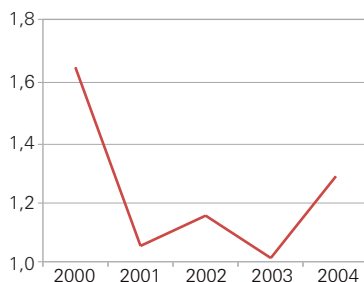
$$\text{EV/DACF} = \frac{\text{EV}}{\text{Денежный поток от основной деятельности} + \text{Расходы по процентам с учетом налога на прибыль}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
EV, млн долл.	8 714	12 211	15 302	22 145	28 432
Денежный поток от основной деятельности, млн долл.	2 768	2 673	2 396	2 936	4 180
Расходы по процентам, млн долл.	198	257	222	273	300
Расходы по процентам, скорректированные на налог на прибыль, млн долл.	139	167	169	207	228
DACF, млн долл.	2 907	2 840	2 565	3 143	4 408
EV/DACF	3,0	4,3	6,0	7,0	6,5

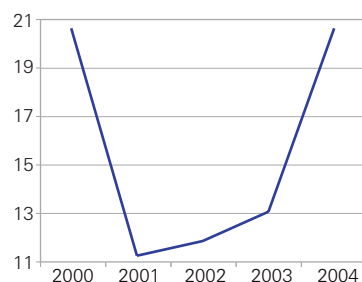
Чистый долг к денежному потоку от основной деятельности, %



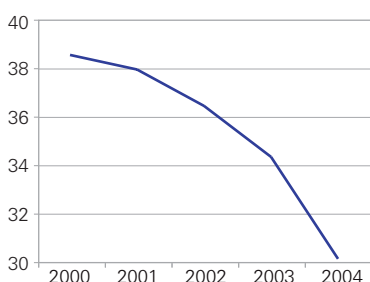
Денежный поток от основной деятельности к капитальным затратам



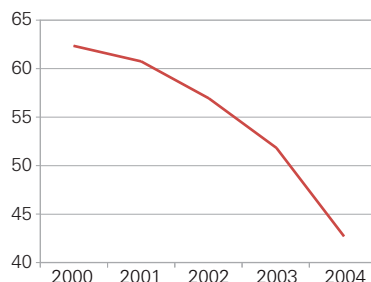
Коэффициент покрытия расходов по процентам EBIT



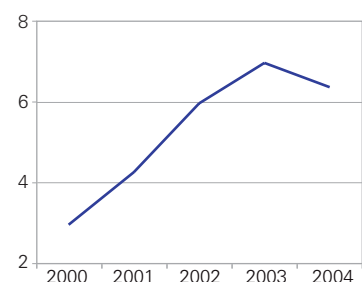
Обязательства к активам, %



Обязательства к собственному капиталу, %



EV/DACF



Показатели ликвидности

Мгновенная ликвидность (на 31 декабря)

$$\text{Мгновенная ликвидность} = \frac{\text{Денежные средства и их эквиваленты}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Денежные средства и их эквиваленты, млн долл.	1 137	1 170	1 252	1 435	1 257
Краткосрочные обязательства, млн долл.	3 692	3 825	4 797	5 271	4 545
Мгновенная ликвидность	0,31	0,31	0,26	0,27	0,28

Срочная ликвидность (на 31 декабря)

$$\text{Срочная ликвидность} = \frac{\text{Денежные средства} + \text{Краткосрочные финансовые вложения} + \text{Дебиторская задолженность}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Денежные средства и их эквиваленты, млн долл.	1 137	1 170	1 252	1 435	1 257
Краткосрочные финансовые вложения, млн долл.	253	218	278	251	149
Дебиторская задолженность, млн долл.	2 948	2 230	2 511	3 790	3 867
Краткосрочные обязательства, млн долл.	3 692	3 825	4 797	5 271	4 545
Срочная ликвидность	1,17	0,95	0,84	1,04	1,16

Текущая ликвидность (на 31 декабря)

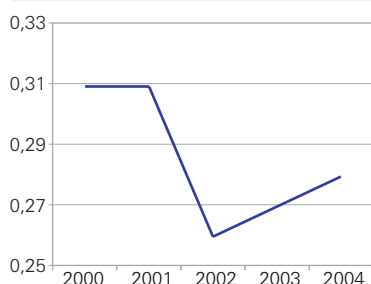
$$\text{Текущая ликвидность} = \frac{\text{Оборотные активы}}{\text{Краткосрочные обязательства}}$$

	2000	2001	2002	2003	2004
Оборотные активы, млн долл.	6 094	5 676	6 475	7 923	8 574
Краткосрочные обязательства, млн долл.	3 692	3 825	4 797	5 271	4 545
Текущая ликвидность	1,65	1,48	1,35	1,50	1,89

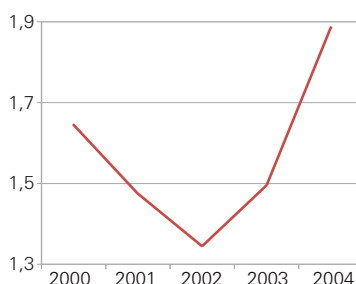
Активы к собственному капиталу (на 31 декабря)

	2000	2001	2002	2003	2004
Активы, млн долл.	17 109	19 942	22 001	26 574	29 761
Собственный капитал, млн долл.	10 519	12 385	14 000	17 472	20 811
Активы к собственному капиталу	1,63	1,61	1,57	1,52	1,43

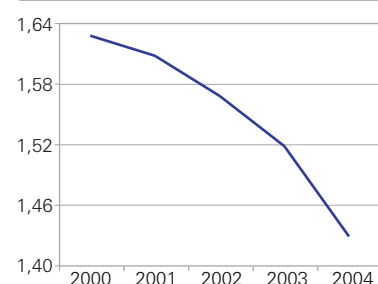
Мгновенная ликвидность



Текущая ликвидность



Активы к собственному капиталу





ДЛЯ ЗАМЕТОК

»»» СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

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

На сайте вы сможете ознакомиться также с основными направлениями и результатами деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ», получить оперативную и актуальную информацию о событиях, связанных с Компанией, обо всех аспектах ее деятельности, узнать о ее социальной политике и политике по защите окружающей среды.

В разделе «Инвесторам и акционерам» представлены финансовые результаты деятельности Компании, история дивидендных выплат, котировки акций, презентации инвестиционному сообществу и отчеты Компании.

Юридический адрес и центральный офис

Россия 101 000, Москва, Сретенский бульвар, дом 11

Центральная справочная служба

Тел.: +7 (095) 927-44-44, 928-98-41
Факс: +7 (095) 916-00-20

Отдел по работе с акционерами

Тел.: +7 (095) 927-48-84, 933-98-55
Факс: +7 (095) 927-48-11
Электронная почта: shareholder@lukoil.com

Отдел отношений с инвесторами

Тел.: +7 (095) 927-16-96
Факс: +7 (095) 933-92-88
Электронная почта: ir@lukoil.com

Пресс-служба

Тел.: +7 (095) 927-16-77
Факс: 7 (095) 927-16-53
Электронная почта: pr@lukoil.com

Фондово-консультационный центр ОАО «ЛУКОЙЛ»

Россия 101 000, Москва, Сретенский бульвар, дом 11
Тел.: +7 (095) 927-43-80, 933-99-18

Регистрационная компания ОАО «Регистратор «НИКОЙЛ»

Россия 125 124, Москва, 3-я улица Ямского поля, дом 28
Тел. / факс: +7 (095) 755-90-77

Опубликованные отчеты

На сайте Компании в разделе «Инвесторам и акционерам» (www.lukoil.ru/ir) представлены электронные версии следующих отчетов за 2004 год:

1. Годовой отчет
2. Консолидированная финансовая отчетность
3. Ежеквартальная консолидированная финансовая отчетность
4. Анализ деятельности Компании руководством

Все данные, приведенные в настоящем документе, представлены по состоянию на 31.12.2004. Любые изменения, произошедшие после этой даты, в настоящем документе не отражены.

Понятия и определения, используемые в документе

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

Информационные источники

- Данные Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации
- Данные Государственного комитета Российской Федерации по статистике
- Годовые отчеты крупнейших мировых частных нефтяных компаний
- Statistical Review of World Energy 2004 (British Petroleum)
- Annual Statistical Bulletin (ОПЕК)
- Worldwide Refineries-Capacities as of January 1, 2005 (Oil&Gas Journal)
- Platt's

Сокращения

долл. — доллары США

барр. н. э. — баррель нефтяного эквивалента (1 барр. н. э. = 6 000 фут³ газа)